

UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA

SEDE QUITO

FACULTAD DE INGENIERÍAS

CARRERA DE INGENIERÍA MECÁNICA

**TESIS PREVIA A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO MECÁNICO**

**DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE UN DISPOSITIVO AEROGENERADOR
DE EJE VERTICAL CON CAPACIDAD MÍNIMA DE 500 VATIOS DE
ENERGÍA ELÉCTRICA.**

**CARRERA SANTANDER ESTEBAN JAVIER Y
COLLAGUAZO PUJOTA PAUL EDUARDO**

**DIRECTOR
ING. JUAN IBUJÉS VILLACÍS**

QUITO, 23 JULIO 2013

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo de tesis ha sido realizado en su totalidad por los Sres. Esteban Carrera y Paúl Collaguazo, bajo mi supervisión.

Atentamente:

Ing. Juan Ibujés Villacís.
DIRECTOR DE TESIS

DECLARACIÓN

Nosotros **Carrera Santander Esteban Javier** y **Collaguazo Pujota Paúl Eduardo**, declaramos bajo juramento que el presente trabajo fue realizado y es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado y que los conceptos, análisis desarrollados se ha investigado mediante fuentes bibliográficas logrando la obtención de resultados favorables para la ejecución del presente trabajo que son de exclusiva responsabilidad de los autores.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Universidad Politécnica Salesiana, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Quito, 23 de julio del 2013

Carrera Santander Esteban Javier

Collaguazo Pujota Paúl Eduardo

AGRADECIMIENTO

Un sincero agradecimiento a la UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA a la “Carrera de Ingeniería Mecánica” por darnos la oportunidad de educarnos en nuestra formación técnica y humana.

A Dios por darnos la bendición, la salud y la vida.

A nuestros educadores quienes nos supieron entregar su experiencia y conocimientos, los cuales nos permitieron culminar con éxito las metas trazadas.

A nuestros familiares que con su apoyo incondicional durante nuestra vida universitaria han hecho posible culminar este trabajo.

A la Fábrica Cintatex. Cía. Ltda., quienes hicieron posible realizar este proyecto.

Manifestamos nuestros más grandes agradecimientos al Ing. Juan Ibujés Villacís, por las guías y enseñanzas impartidas durante el proceso de la elaboración del proyecto con ideas que hacen de este proyecto un buen futuro a seguir.

Un agradecimiento sincero al Ing. Joseph Vergara, por la disposición de tiempo brindado durante sus labores diarias, en la impartición de conocimientos relacionados a energías renovables aplicados en el campo de procesos productivos.

Agradecemos al Ing. Milton Jami por su colaboración y tiempo dedicado en la realización del presente trabajo.

Agradecemos a nuestros amigos, ampliamente por su confianza, lealtad y dedicación en la elaboración de trabajos que pudieron hacer exitosa realización de esta tesis.

Muchas gracias a todas las personas que han puesto un granito de arena para la culminación de este proyecto.

Los Autores

DEDICATORIAS

Dedico a todas las personas que forman parte de mi vida, en especial a mis padres y hermanos pilares fundamentales por el apoyo incondicional para alcanzar las metas planteadas en la tesis desarrollada y una dedicatoria especial a mi esposa Paola y mi hijo Julián, que son el impulso que inyectan en mi día a día ganas y fuerzas para formar de mí un ejemplo como padre y esposo.

.

Esteban

Dedico todo el trabajo y esfuerzo realizado, a mis Padres Luis y Martha, por su apoyo y guía incondicional durante toda mi vida quienes infundieron en mí sus buenos valores para la elaboración de este proyecto.

A mis hermanos Alexandra, Jenny y Darío, quienes fueron las personas que siempre estuvieron, motivándome para poder lograr y seguir consiguiendo todos mis objetivos y metas planteadas.

A mi esposa Sonia e hija Dánae, quienes son el soporte fundamental de mi vida para seguir cada día creciendo como persona y profesionalmente.

Paúl

LINEAMENTOS GENERALES

INTRODUCCIÓN

En la actualidad varios países desarrollados están observando con interés a Ecuador por su enorme potencial energético renovable, en particular lo que concierne a la energía eólica. No son muchos los estudios y mediciones que se han hecho a lo largo del país como esfuerzo previo a la implementación de centrales eólicas capaces de captar la energía del viento.

Recientemente se ha realizado un estudio del potencial eólico del país, dilucidando las posibles zonas con potencial eólico interesante. Si bien el estudio entrega importantes datos sobre los vientos, el método utilizado no necesariamente representa con exactitud la realidad.

Para un desarrollo sostenido en la explotación de este recurso energético, es condición necesaria seguir estudiando con profundidad los vientos en las distintas zonas del país. Por lo anterior, se considera fundamental la aproximación de futuros profesionales a las nuevas tecnologías involucradas en conversión energética de fuentes renovables.

Dentro del panorama nacional relacionado a la explotación del viento se vislumbran necesidades de abastecer consumos aislados de la red. Aprovechando las corrientes de aire y los vientos en zonas montañosas de sectores rurales para generar electricidad, permitiría satisfacer consumos básicos energéticos en comunidades aisladas y limitadas de este servicio básico.

ABSTRACT

At present several countries are observing to Ecuador for his enormous renewable energetic potential, especially the ones concerning about wind power.

There are not meticulous studies and measurements that have been done along the country related with the implementation of wind farm to catch the wind energy.

Recently there have been studies of the wind potential of the country, explaining the possible wind potential zones. Although the study shows important wind information, the method used does not represent the reality of the measurements.

For a supported development in the exploitation of this energetic resource, it is a condition necessary to continue a deeply study of the wind in the different zones of the country. For the above mentioned, is considered to be fundamental involving new professional with the new technologies of energetic conversion of renewable sources

Inside the national panorama related to the wind exploitation, there are glimpsed needs to supply consumption isolated of the net. Taking advantage of the draughts and the winds in mountainous zones of rural sectors to generate electricity, it would allow satisfying basic energetic consumption in communities isolated and limited of this basic service.

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

En el país, no existe mayor interés en aprovechar las energías renovables, como la energía eólica. Los niveles de contaminación atmosférica de las ciudades van en aumento debido a las emisiones de gases de combustión.

Por otro lado, en las zonas rurales es común la carencia de servicio público de energía eléctrica, debido a su lejanía. Estas comunidades requieren de una fuente alternativa de energía, como la solar, especialmente para uso personal y sus actividades agrícolas y ganaderas.

Con el presente proyecto se tiene como fin la utilización de energía eólica como alternativa de fuente de electricidad para uso rural y el aprovechamiento de energía limpia.

El proyecto tiene como objeto aplicar un nuevo enfoque a fin de diseñar y construir un prototipo de aerogenerador , que genere energía eléctrica a partir de energía mecánica, y de esta manera desarrollar una serie de competencias, como aplicar los conocimientos a la práctica, uso de nuevas tecnologías, resolución de problemas, capacidad de análisis y síntesis, razonamiento crítico.

Desde el punto de vista profesional, con este dispositivo se proponen soluciones en el ámbito eólico, diversificando la oferta y posiblemente abaratando costos para zonas poco pobladas aisladas de servicio eléctrico.

JUSTIFICACIÓN

Las energías renovables, como la energía solar, energía eólica, hasta la energía hidráulica son ilimitadas y además, no contaminan el ambiente y por lo tanto son más saludables.

El estudio de energías renovables en general ya partir de la energía eólica en particular es muy importante en la actualidad, debido al alza de los precios del petróleo (motivación económica) y al calentamiento global (motivación medio ambiental). Por otro lado, en estos días no es suficiente “producir energía” sino hacerlo con una alta eficiencia.

La situación que se vive en nuestro planeta debido a la contaminación producida por la utilización de energía generada de combustibles fósiles, ha obligado a tomar alternativas como las energías renovables para reducir en cierta medida el daño ecológico causado.

El aprovechamiento de la energía eólica es una de las opciones para detener y mitigar los daños que la sociedad ha causado y causa en la naturaleza, es por eso que se requiere de equipos y sistemas en los cuales se implementen las diferentes aplicaciones de la energía.

En base a los criterios mencionados en los párrafos anteriores, se fundamenta la decisión de **diseñar y construir un dispositivo aerogenerador de eje vertical con capacidad de producción de 500 vatios de energía eléctrica**, con el propósito de fomentar la investigación dentro del campo de las energías limpias.

La importancia en desarrollar un sistema aerogenerador basado en la energía eólica para obtener electricidad a partir del viento, demostrando que sus aplicaciones están a nuestro alcance y comprobando que este tipo de sistema posee la factibilidad económica para poder implementarse dentro de cualquier ámbito lo cual no se podría hacer con los generadores eólicos de eje horizontal por su infraestructura.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Diseñar y construir de un dispositivo aerogenerador de eje vertical con capacidad mínima de 500 vatios de energía eléctrica.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- a) Proporcionar una visión del desarrollo histórico y de las distintas tecnologías involucradas en la generación eólica, para optimizar las ideas que se van a utilizar en el diseño del dispositivo.
- b) Desarrollar el estudio e investigación de disponibilidad de recursos energéticos, encontrando las horas pico de la velocidad del viento para verificar la factibilidad técnica y económica de la aplicación
- c) Diseñar un aerogenerador de eje vertical que cumpla con requisitos básicos de diseño mecánico, acoplando ideas que mejore la eficiencia del dispositivo.
- d) Elaboración de planos según el cumplimiento de los requisitos básicos de diseño.
- e) Construir un dispositivo tomando en cuenta todos los datos ya investigados en los puntos anteriores.
- f) Realizar un análisis de costos de factibilidad, tiempo de retorno de capital y de este modo comparar si es rentable esta alternativa de generación de energía eléctrica.

ALCANCE

En la elaboración de este proyecto se pretende la construcción de un dispositivo aerogenerador de eje vertical, de tamaño pequeño para obtener electricidad del viento y que cumpla con restricciones estructurales impuestas por el viento utilizado para su estudio empírico.

Se trata de realizar un estudio de tipos de vientos y velocidades por medio del atlas eólico del Ministerio de Electricidad y Energías Renovables (MEER) en lugares estratégicos donde se puedan aplicar el dispositivo a realizarse.

A nivel de costo se busca que presente ventajas respecto a generadores comerciales de similar capacidad, pero, no pretende dar soluciones de mayor envergadura o competir con las inmensas torres y granjas eólicas de eje horizontal que otorgan su energía a sistemas interconectados de un país.

Se busca abastecer pequeños y medianos consumos en zonas aisladas de potencial eólico apreciable. Por este motivo, el dispositivo es considerado de pequeña escala y no conectado a una red alterna monofásica o trifásica. La aplicación se orienta a utilizar la energía eólica presente en zonas aisladas.

Este proyecto deja puntos abiertos a importantes mejoras tales como la optimización de energía eólica y estructural del aerogenerador, ambos ámbitos de la ingeniería mecánica. No se pretende determinar el comportamiento del aerogenerador al modificar sus parámetros estructurales tales como dimensiones del rotor.

El siguiente proyecto tiene como alcance los siguientes parámetros y de este modo para poder cumplir los puntos anteriores se optó por seguir el plan de trabajo descrito a continuación:

- a) Analizar y probar el funcionamiento del rotor propuesto.
- b) Verificar el correcto funcionamiento mecánico y posicionamiento de las aspas.
- c) Implementar sistema de control y regulación de voltaje.
- d) Programación de un controlador encargado de administrar la correcta generación para la carga de un banco de baterías.

HIPÓTESIS

HIPÓTESIS GENERAL

El desarrollo de la energía eólica hace posible aprovechar la energía cinética del viento en el ámbito Ecuatoriano, que tiene una relación directa al incremento de abastecimiento eléctrico con un aerogenerador y haciendo hincapié en los problemas que tienen varios sectores rurales o lugares que no cuenten con electricidad; es posible implementar este diseño con el fin de agilizar y proporcionar electricidad a muy bajos costos y en lugares rurales y remotos. Este tipo de energía aerodinámica eólica puede ser usada también para hacer frente a la crisis energética.

HIPÓTESIS ESPECÍFICAS

Con la construcción de este aerogenerador de eje vertical es posible hacer uso de la energía eólica para la utilización eficiente y sostenible de la energía para el dimensionamiento de una instalación que proporcione 500 vatios de energía eólica de baja potencia.

La evaluación y el análisis de las condiciones meteorológicas y climatológicas del lugar referencial son importantes para determinar la eficiencia del sistema aerodinámico eólico y de este modo implementar la proliferación de energía eléctrica, evitando contaminación ambiental que representan amenazas para la ciudad y en si al ecosistema del planeta.

Es posible, realizar la evaluación de la calidad final del sistema eólico de baja potencia indicando el suministro de electricidad y analizando la cantidad que se evitara emitir a la a atmosfera de dióxido de carbono (CO₂) y dióxido de azufre (SO₂) con lo cual se busca disminuir contaminación al medio ambiente.

MARCO METODOLÓGICO

En el marco metodológico de este proyecto de investigación se presentaran los métodos, técnicas y protocolos instrumentales que permitirán obtener la información requerida en la investigación propuesta. A medida que se aborden los temas en un orden lógico serán profundizados de manera sistemática.

En toda investigación científica se pueden situar nuevos e interesantes conocimientos a los cuales es necesario aplicarles condiciones de fiabilidad objetividad, y validez interna, para lo cual, se delimitaran los procedimientos de orden metodológico, por medio de los cuales se logran las respuestas a interrogantes objeto de la investigación.

En consecuencia, el Marco Metodológico, de la presente investigación propone diseño y construcción de un prototipo aerogenerador basado para obtener electricidad del viento a partir de la conversión de energía mecánica en eléctrica, reduciendo así el impacto ambiental.

El tema de la generación eólica no es nuevo, considerando que involucra tecnología y desarrollo en innumerables áreas científicas. El interés en mejorar los rendimientos de conversión ha hecho de esta tarea algo bastante cambiante considerando el breve lapso de tiempo en que se ha empezado a obtener electricidad del viento en forma masiva.

ÍNDICE

LINEAMENTOS GENERALES	I
INTRODUCCIÓN.....	I
ABSTRACT.....	II
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	III
JUSTIFICACIÓN	IV
OBJETIVOS	V
ALCANCE.....	VI
HIPÓTESIS	VIII
MARCO METODOLÓGICO.....	IX
GLOSARIO DE TÉRMINOS	XXIV
SIMBOLOGÍA	XXVII
 CAPITULO I.....	 1
1. ESTADO DEL ARTE	1
1.1. INTRODUCCIÓN.....	1
1.2. TENDENCIA ACTUAL EN EL ECUADOR Y RESTO DEL MUNDO.	4
1.2.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROCEDENTE DE RECURSOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.	5
1.2.2. ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO (ATLAS EÓLICO).	5
1.3. EL MERCADO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ECUADOR.	8
1.3.1. PARQUE EÓLICO SAN CRISTÓBAL (2,4 MW).	8
1.3.2. PARQUE EÓLICO VILLONACO (16,5 MW).	9
1.3.3. PARQUE EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA (50 MW).	9
1.4. EVOLUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES.....	9
1.5. CLASIFICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES	10

1.5.1. POR EL TIPO DE POSICIÓN:	10
1.5.2. POR LA POSICIÓN DEL EQUIPO CON RESPECTO AL VIENTO.....	11
1.5.3. POR EL NÚMERO DE PALAS:	11
1.5.4. POR LA MANERA DE ORIENTACIÓN DEL EQUIPO A LA DIRECCIÓN DEL VIENTO EN TODO MOMENTO.	12
1.5.5. POR LA MANERA DE PRODUCIR ENERGÍA ELÉCTRICA.	12
1.6. PEQUEÑOS AEROGENERADORES	13
1.7. CONSIDERACIONES TÉCNICAS.	14
1.7.1. SAVONIUS.	14
1.7.2. DARRIEUS	16
1.7.3. AEROGENERADOR QUIET REVOLUTION.	17
1.7.4. DARRIEUS TIPO H O GIROMILL.	18
1.7.5. AEROGENERADOR WINSPIRE.	19
1.7.6. AEROGENERADOR SEA HAWK.....	20
1.7.7. AEROGENERADOR GEO4K.....	21
1.7.8. AEROGENERADOR ROPATEC.....	22
1.7.9. AEROGENERADOR WINDSIDE.	23
1.8. GENERADOR ELÉCTRICO	24
1.8.1. GENERADORES DE IMANES PERMANENTES	25
1.8.2. DIFERENTES TIPOS DE ROTOR.	26
1.8.3. GENERADORES DE IMANES PERMANENTES DE FLUJO RADIAL	27
1.8.4. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	28
1.8.5. GENERACIÓN DE ENERGÍA.....	30
1.9. BATERÍAS O ACUMULADORES ELECTROQUÍMICOS.....	31
1.10. INVERSOR O CONVERTIDOR	34
1.11. PUESTA A TIERRA DE UN SISTEMA EÓLICO.....	35

CAPITULO II	36
2. RECURSO EÓLICO	36
2.1. EL VIENTO.	36
2.2. TIPOS DE VIENTOS.	39
2.2.1. VIENTOS SINÓPTICOS.	39
2.2.2. BRISAS.	40
2.2.3. VIENTOS CATABÁTICOS Y ANABÁTICOS.....	42
2.2.4. FÖHN.....	42
2.3. VELOCIDAD DEL VIENTO.	44
2.4. LEY EXPONENCIAL DE HELLMANN.	46
2.5. DENSIDAD DEL AIRE	47
2.6. ENERGÍA DEL VIENTO.....	48
2.6.1. FLUJO MÁSICO.....	49
2.6.2. FLUJO VOLUMÉTRICO.	49
2.6.3. POTENCIA EÓLICA.....	50
2.7. FUERZAS SOBRE UN PERFIL	50
2.8. EFICIENCIA EÓLICA	54
2.9. ÁREA DE BARRIDO POR EL ROTOR.	56
2.10. AEROGENERADOR VERTICAL DE MAYOR RENDIMIENTO.....	57
 CAPITULO III.....	 60
3. INGENIERÍA DEL PROYECTO DISEÑO Y SIMULACIÓN.....	60
3.1. INTRODUCCIÓN.....	60
3.2. CÁLCULO Y DIMENSIONAMIENTO DEL ROTOR DEL AEROGENERADOR.	60
3.2.1. DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD DE DISEÑO.	60
3.2.2. DETERMINACIÓN DE LA FORMA DEL AEROGENERADOR.....	61

3.3. GENERACIÓN DE ENERGÍA MEDIANTE EL ARRASTRE.	62
3.3.1. ANÁLISIS DEL ROTOR PARA UN MODELO DE CINCO ASPAS	66
3.4. DETERMINACIÓN DE LAS DIMENSIONES DEL ROTOR	70
3.5. TRANSMISIÓN DE POTENCIA.....	73
3.5.1 DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD DE ROTACIÓN Y TORQUE.	74
3.6. ESTUDIO DE LAS PALAS DEL AEROGENERADOR	75
3.6.1. DISEÑO EN ALUMINIO.	76
3.6.2. FUERZA DEL VIENTO.	77
3.6.3. FUERZA CENTRÍFUGA.	78
3.6.4. ANÁLISIS DE LA DEFLEXIÓN DEL ASPA.	82
3.6.5. SIMULACIÓN ASPA	84
3.7. CONEXIÓN DE LA PALA CON EL ROTOR.	90
3.8. ESTUDIO DEL EJE PRINCIPAL.	90
3.8.1. CÁLCULO DEL MOMENTO FLECTOR	92
3.8.2. DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO DEL EJE PRINCIPAL DE AEROGENERADOR	94
3.9. GENERADOR ELÉCTRICO	96
3.9.1. DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS.....	97
3.10. ANÁLISIS DE LOS RODAMIENTOS A UTILIZARSE	98
3.10.1. SELECCIÓN DE LOS RODAMIENTOS	104
3.10.2. PARÁMETROS DE LOS RODAMIENTOS A UTILIZARSE.....	107
3.10.3. CÁLCULO DE LOS RODAMIENTOS DEL EJE VERTICAL	108
3.10.4. DURACIÓN O VIDA ÚTIL	112
3.10.5. SIMULACIÓN DEL EJE PRINCIPAL	115
3.11. DISEÑO DE CHAVETA	118
3.11.1. ANÁLISIS DE ESFUERZOS PARA DETERMINAR LA LONGITUD DE LAS CHAVETAS.....	121
3.11.2. CALCULO DE LA CHAVETA.....	123

3.12. TORRE DEL AEROGENERADOR.....	125
3.12.1. DISEÑO DE TORRE DE AEROGENERADOR	125
3.12.2. ANÁLISIS DE ESFUERZOS EN LA TORRE.....	126
3.12.3. SIMULACIÓN EN INVENTOR:	130
3.13. DISEÑO DE PERNOS	138
3.13.1. ANÁLISIS DE PERNOS PARA SOPORTAR CARGA A TENSIÓN.....	138
3.13.2. ANÁLISIS DE PERNOS PARA SOPORTAR CARGA A CORTE.....	142
3.13.3. SELECCIÓN DE LOS PERNOS PARA EL CONJUNTO AEROGENERADOR	143
3.13.4. CALCULO DE PERNOS	144
3.14. DISEÑO DE SOLDADURA	163
3.14.1. SOLDADURA.....	163
3.14.2. SOLDADURA CON ELECTRODO METÁLICO REVESTIDO.....	164
3.14.3. NOMENCLATURA DE LOS ELECTRODOS	165
3.14.4. RESISTENCIA DE LA SOLDADURA.....	166
3.14.5. SOLDADURA TIG	171
SIMULACIÓN.....	173
3.15. DISEÑO ESTRUCTURAL DE SOPORTE.....	173
3.15.1. CARGAS	173
3.15.2. ANÁLISIS ESTRUCTURAL.....	174
3.15.3. CIMENTACIÓN.	177
3.15.5. DISEÑO GEOTÉCNICO	179
3.15.6. CUANTITATIVO	184
3.15.7. DISEÑO DE PLACA Y PERNOS DE ANCLAJE.....	185
3.15.8. CIMENTACIÓN	188
3.15.9. SOLDADURAS.....	189

3.15.10. ZONA TRACCIONADA	189
3.15.11. RUPTURA DEL CONO DE HORMIGÓN	190
3.15.12. ROTURA DEL BETÓN.....	191
3.15.13. RESISTENCIA DEL ANCLAJE A LA TRACCIÓN.....	192
3.15.14. FLEXIÓN DE LA PLACA DE BASE	193
3.15.15. RESISTENCIA DEL PIÉ DEL PILAR EN LA ZONA TRACCIONADA.....	193
3.15.16. CONTROL DE LA RESISTENCIA DE LA UNIÓN.....	193
3.15.17. CONTROL DE RIGIDIZADORES	194
 CAPITULO IV	 196
4. CONSTRUCCIÓN.....	196
4.1.1. CONSTRUCCIÓN DE OBRA CIVIL.	197
4.1.2. CONSTRUCCIÓN DE LA TORRE DEL AEROGENERADOR.	202
4.1.3. FABRICACIÓN DE ASPAS DEL AEROGENERADOR.	212
4.1.4. MONTAJE DE AEROGENERADOR SOBRE LA TORRE.	216
4.1.5. INSTALACIÓN ELÉCTRICA.....	218
 CAPITULO V.....	 220
5. ANÁLISIS ECONÓMICO.....	220
5.1. PRESUPUESTO DEL PROYECTO.....	220
5.2 ESTUDIO DE RENTABILIDAD.....	221
5.2.1 CÁLCULO DEL COSTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA.	221
5.3. CÁLCULO DE COSTOS ENERGÍA CON PARÁMETROS ESTABLECIDOS POR CONELEC. Y TARIFAS INTERNACIONALES.	231
5.3.1 PRECIO DE LA ENERGÍA.....	232
5.4 MODELO COMPARATIVO DE COSTOS CON EL MERCADO NACIONAL.	234

5.5. TIPOS DE ILUMINACIÓN.	235
5.5.1. TECNOLOGÍA FLUORESCENTE	235
5.5.2. TECNOLOGÍA LED	237
5.6. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS FINANCIERO.	241
 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	243
CONCLUSIONES.....	243
RECOMENDACIONES	244
 BIBLIOGRAFÍA	245
REFERENCIAS DE INTERNET	246
 ANEXOS	
ANEXO I Recolución de ERNC por Conelec	
ANEXO II Protocolo de pruebas	
ANEXO III Manual de funcionamiento	
ANEXO IV Manual de mantenimiento	
ANEXO V Precios unitarios	
ANEXO VI Facturas	
ANEXO VII Planos	

ÍNDICE DE FIGURAS

Fig. 1. 1. Rotor Savonius.	15
Fig. 1. 2. Rotor Savonius con sistema difuso orientable por aleta de cola.	16
Fig. 1. 3. Darrieus tipo Troposkein	17
Fig. 1. 4. Rotores de flujo axial y de flujo radial	27
Fig. 1. 5. Esquema generador de imanes permanentes de flujo radial.....	28
Fig. 1. 6. Curva de histéresis para un material ferromagnético.	29
Fig. 1. 7. Curvas de magnetización de distintos materiales	30
Fig. 1. 8. Batería de Plomo-ácido	31
Fig. 1. 9. Partes constitutivas de una Batería de Plomo-ácido	32
Fig. 1. 10. Agrupación en serie y paralelo	33
Fig. 1. 11. Agrupación mixta	33
Fig. 1. 12. Forma de onda a la salida de un inversor con transformador de toma media o push-pull.	34
Fig. 1. 13. Puesta a tierra de un sistema eólico	35
Fig. 2. 1. A) Irradiación solar sobre una superficie horizontal; B) Irradiación solar absorbida por la Tierra C) Irradiación radiada al espacio exterior.	36
Fig. 2. 2. Circulación general del aire en superficie	38
Fig. 2. 3. El aire frío tiende a descender hacia el Ecuador.....	38
Fig. 2. 4. Tipos de viento	39
Fig. 2. 5. Esquema general de un viento particular tierra-mar y viceversa.....	40
Fig. 2.6. Viento de valles y montañas.....	41
Fig. 2.7. Brisas de mar.	41
Fig. 2.8. Viento catabático	42
Fig. 2.9. Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento	43
Fig. 2.10. Efecto Föhn	44
Fig. 2.11. Rosa de viento características para un flujo dominante dentro del valle.....	44
Fig. 2.12. Dispositivos de medición de viento.....	45
Fig. 2.13. Variación de la velocidad del viento (capa límite) con la altura sobre el terreno, según la ley exponencial de Hellmann.....	46
Fig. 2.14. Perfil situado en el seno de una corriente	50
Fig. 2.15. Representación un perfil placa plana con dos tipos de inclinación	51

Fig. 2.16. La potencia que se extrae corresponde a la expresión.....	55
Fig. 2.17. Rotor de eje vertical.....	57
Fig. 2.18. Curvas de varios aerogeneradores	58
Fig. 3.1. Prototipo Aerogenerador Vertical tipo Giromill.	62
Fig. 3.2. Valores del coeficiente aerodinámico de resistencia C para una semiesfera y un semicilindro.	63
Fig. 3.3. Acción del viento sobre un rotor de arrastre diferencial.	63
Fig. 3.4. Rotor de arrastre diferencial provisto con una pantalla giratoria que impide la acción del viento sobre los álabes inferiores.	65
Fig. 3.5. Prototipo Aerogenerador Vertical cinco aspas	66
Fig. 3.6. Analisis de fuerzas.....	69
Fig. 3.7. Analisis de fuerzas.....	73
Fig. 3.8. Velocidad angular.....	74
Fig. 3.9. Análisis del aspa.	78
Fig. 3.10. Análisis del brazo y aspa.	79
Fig. 3.11. Análisis de fuerzas parte curva y recta.	81
Fig. 3.12. Diagrama de cuerpo libre del aspa	82
Fig. 3.13. Modelo de Aspa 3D Inventor.....	84
Fig. 3.14. Determinación de materiales	84
Fig. 3.15. Restricciones.....	85
Fig. 3.16. Carga de viento	85
Fig. 3.17. Mallado del Aspa.....	86
Fig. 3.18. Simulación del Aspa	86
Fig. 3.19. Desplazamiento del Aspa	87
Fig. 3.20. Zona Critica del Aspa	87
Fig. 3.21. Factor de seguridad del Aspa.....	88
Fig. 3.22. Fuerzas actuantes	91
Fig. 3.23. Diagrama de momento cortante y flector.	92
Fig. 3.24. Generador eólico.....	98
Fig. 3.25. Rodamientos de generador.....	99
Fig. 3.26. Rodamientos de generador.....	99
Fig. 3.27. Posición del rodamiento superior en la tapa del regenerador	100

Fig. 3.28. Posición del rodamiento inferior en la base del regenerador.....	101
Fig. 3.29. Fuerza sobre la estructura de sujeción. Fuente: elaboración propia	101
Fig. 3.30. Diagrama de fuerzas y momentos	102
Fig. 3.31. Rodamiento rígido de una hilera de bolas	105
Fig. 3.32. Rodamiento axial de bolas.....	106
Fig. 3.33. Diagrama del eje vertical	109
Fig. 3.34. Modelo 3D del eje vertical.....	115
Fig. 3.35. Ingreso de datos con rodamientos.....	115
Fig. 3.36. Modelo 3D con rodamientos.....	116
Fig. 3.37. Modelo 3D con rodamientos.....	116
Fig. 3.38. Diagrama de resultados.....	117
Fig. 3.39. Transmisión de movimiento de la chaveta	118
Fig. 3.40. Tipos de chavetas.....	119
Fig.3.41. Conjunto de interfaz	120
Fig. 3.42. Torres tubulares de acero	125
Fig.3.43. Torre 3D	130
Fig.3.44. Asignación de fuerzas.....	130
Fig.3.45. Tubería y brida 3D.....	131
Fig.3.46. Fuerza sobre la tubería.....	132
Fig.3.47. Fuerza distribuidas en la tubería.....	132
Fig.3.48. Diagrama de fuerzas	133
Fig.3.49. Simulación	133
Fig.3.50. Mallado en tubería	134
Fig.3.46. Simulación de fuerza sobre la tubería	134
Fig.3.52. Resultados de las fuerzas sobre la tubería	135
Fig.3.53. Deflexión de la tubería	136
Fig. 3.54. Junta atornillada.....	139
Fig. 3.55. Perno sometido a corte doble.....	142
Fig. 3.56. Aspa de aerogenerador	145
Fig. 3.57. Soportes del aspa de aerogenerador.....	148
Fig. 3.58. Brazo de aerogenerador	152
Fig. 3.59. Brida superior de aerogenerador.....	156
Fig. 3.60. Unión entre bridas de aerogenerador.....	159
Fig. 3.61. Aerogenerador vertical sección para el análisis	160

Fig. 3.62. Tipo de soldadura para Bridas	164
Fig. 3.63. Soldadura de arco por metal protegido	165
Fig. 3.64. Soldadura en la brida y tubería	168
Fig. 3.65. Forma del filete de soldadura	169
Fig. 3.66. Asignación de cargas	169
Fig. 3.67. Cumple diseño de soldadura	170
Fig. 3.68. Comprobación de la junta	171
Fig. 3.69. Soldadura TIG	172
Fig. 3.70. Modelo tridimensional con sus apoyos.....	175
Fig. 3.71. Deformación lateral En la combinación 3 en la cual se presenta carga muerta, viva y viento en forma simultánea.....	175
Fig. 3.72. Carga viva inducida a la estructura.....	176
Fig. 3.73. Carga viento inducida a la estructura.....	176
Fig. 3.74. Pernos de la cimentación	186
Fig. 4.1 Esquema y dimensiones de la zapata y plinto.	197
Fig. 4.2 Excavación con plantilla.....	198
Fig. 4.3 Esquema del plinto	199
Fig. 4.4 Zapata	199
Fig. 4.5 Armado de plinto	200
Fig. 4.6 Corte de placas base para guía de pernos J.....	201
Fig. 4.7 Fundición del plinto.....	201
Fig. 4.8 Placa base y Placas Guías para pernos J.....	202
Fig. 4.9. Trazo de secciones de tubería.....	203
Fig. 4.10. Unión externa de la tubería con brida slip-on.....	203
Fig. 4.11. Unión interna de la tubería con brida slip-on.	204
Fig. 4.12. Secciones de tuberías y bridas.....	204
Fig. 4.13 Proceso de soldadura SMAW.....	205
Fig. 4.14. Secciones de la torre.	206
Fig. 4.15. Soldadura con electrodo E- 7018.....	206
Fig. 4.16. Acabado de soldadura parte interna.....	207
Fig. 4.17. Soldadura parte externa	207
Fig. 4.18. Soldadura SMAW en la reducción de 8" a 6".	208

Fig. 4.19. Transporte de secciones de la torre de aerogenerador.....	208
Fig. 4. 20.Unión de escalerillas por proceso SMAW.....	209
Fig. 4.21. Pintura de torre aerogenerador.	211
Fig. 4.22. Brazos de soporte de aspas.	213
Fig. 4.23. Perforación de aspas.	214
Fig. 4.24. Inserción de elementos sólidos en extremos críticos de sujeción.....	214
Fig. 4.25. Plato sujetador de brazos.	215
Fig. 4.26 Inspección de aspas sobre generador.....	216
Fig. 4.27. Montaje de aerogenerador.	217
Fig. 4.28. Controlador SPWS600-24-24V	218
Fig. 4.29. Banco de baterías	219

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1.	Potencial eólico	7
Tabla 2.	Lugares con potencial para la generación de electricidad con energía eólica	8
Tabla 3.	Turbina. Quiet revolution.	18
Tabla 4.	Giromill tipo Urbangreen	19
Tabla 5.	Turbina tipo Windspire.	20
Tabla 6.	Turbina tipo SeaHawk	21
Tabla 7.	Características prototipo GEO4K.	22
Tabla 8.	Características prototipo ROPATEC.	23
Tabla 9.	Windside tipo WS-0,15.....	24
Tabla 10.	Valores de exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno	46
Tabla 11.	Velocidad de viento promedio a varias alturas.....	47
Tabla 12.	Variación de la densidad del aire respecto a la altura (m.s.n.m.)	48
Tabla 12.	Coeficientes de Arrastre de cilindros, placas, barras y alas.....	52
Tabla 13.	Coeficientes de resistencia para diversos cuerpos bidimensionales	53
Tabla 15.	Rendimiento máximo que tiene cada tipo de rotor eólico.	59
Tabla 16.	Vientos en la provincia del pichincha.....	61
Tabla 17.	Tablas de cálculo de Número de Reynolds en base al Cd	68
Tabla 18.	Propiedades de algunos materiales para la construcción del aerogenerador	81
Tabla 19.	Factor de seguridad del Aspa	89
Tabla 20.	Consumo energético en iluminación de los departamentos contables y administrativos.	96
Tabla 21.	Características del rodamiento SKF-6208.....	107
Tabla 22.	Características del rodamiento SKF-7208.....	107
Tabla 23.	Características del rodamiento A.....	108
Tabla 24.	Características del rodamiento B.....	108
Tabla 25.	Parámetros de carga para el rodamiento 7208.....	110
Tabla 26.	Parámetros de carga para el rodamiento 6208.....	111
Tabla 27.	Duración de vida útil recomendable para rodamientos	113
Tabla 28.	Dimensiones en pulgadas de cuñas cuadradas y rectangulares estándar	119
Tabla 29.	Esfuerzo permisible del material	127
Tabla 30.	Dimensiones en pulgadas de cuñas cuadradas y rectangulares estándar	129
Tabla 31.	Resultados.....	137

Tabla 32. Especificaciones para el acero usado en los pernos de la serie en milímetros.....	141
Tabla 33. Significado del sufijo para electrodos revestidos.....	165
Tabla 34. Geometría de soldaduras y parámetros que se usan cuando se consideran varios tipos de carga.	167
Tabla 35. Espesor de garganta	168
Tabla 36. Resumen de diseño generado por SAP2000	174
Tabla 37. Presupuesto invertido en el prototipo	220
Tabla 38. Análisis de precios unitarios.....	222
Tabla 39. Detalle de horas de trabajo para construcción.	222
Tabla 40. Remuneraciones de mantenimiento proyección a 20 años.....	223
Tabla 41. Producción promedio anual.	224
Tabla 42. Cálculo para costo total de producción de energía por un año.	224
Tabla 43. Depreciación.....	225
Tabla 44. Valor Residual por el periodo de 20 años.	226
Tabla 45. Suministros y Materiales.	227
Tabla 46. Cálculo de cuota.	227
Tabla 47. Desglose de cuota capital – interés.	228
Tabla 48. Flujo de Fondos Proyecto Eólico.	229
Tabla 49. Valor Actual Neto.....	230
Tabla 50. Valoración y toma de decisiones del proyecto según el VAN.	231
Tabla 51. Precio de energías renovables	232
Tabla 52. Valores porcentuales de precios de energía.	233
Tabla 53. Precios ERNC Europa.	234
Tabla 54. Comparación de precios.....	235
Tabla 55. Comparativa de características focos LED vs Fluorescentes.....	239
Tabla 56. Comparativa de eficacia luminosa.	240
Tabla 57. Comparativa de consumo anual Focos LED vs Foco Incandescente.....	241
Tabla 58. Comparativa de consumo anual Focos LED vs Focos CFL.	241

GLOSARIO DE TÉRMINOS

ANEMÓMETRO

Es un aparato para la medida de la dirección y velocidad del viento.

BARLOVENTO

Sucede cuando el viento sopla desde el Este.

CARGA

Trabajo estacionario de una fuerza o un par que actúan sobre cierto objeto; Efecto de una aceleración y de la gravedad, una deformación aplicada o un cambio de volumen.

CARGA DINÁMICA

Carga que se aplica a una estructura, a menudo acompañada de cambios repentinos de intensidad y posición; el cual estas fuerzas inerciales y su deformación máxima no coincide necesariamente con la intensidad máxima de la fuerza aplicada.

CARGA MUERTA

Carga aplicada sobre una estructura que incluye el peso de la misma estructura más la de los elementos permanentes.

DEFORMACIÓN

Cambio de la geometría de la estructura provocado por las solicitaciones, incluyendo el desplazamiento axial, desplazamiento por corte y rotaciones.

DENSIDAD

Se define como la masa por unidad de volumen. La densidad media en un cierto volumen.

DISEÑO

Dimensionamiento y detallado de los elementos y conexiones de una máquina para satisfacer los requisitos de estas especificaciones.

ELEMENTO

Parte de un dispositivo o miembro compuesto por un solo material.

ENERGÍA

La energía es una propiedad asociada a los objetos y sustancias que se manifiesta en las transformaciones que ocurren en la naturaleza.

ENERGÍA ELÉCTRICA

Es la forma de energía resultante de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos.

ENERGÍA EÓLICA

Es la energía obtenida del viento, es decir, la energía cinética generada por efecto de las corrientes de aire, y que es transformada en otras formas útiles.

ENERGÍA CINÉTICA

Se define como el trabajo necesario para acelerar un cuerpo de una masa determinada desde el reposo hasta la velocidad indicada

ENERGÍA MECÁNICA

Expresa la capacidad que poseen los cuerpos con masa para efectuar un trabajo.

ENERGÍA POTENCIAL

Es la energía asociada a la posición de un objeto.

FACTOR DE RESISTENCIA

Factor que considera fundamentalmente la variabilidad de las propiedades de los materiales, las dimensiones estructurales y la calidad de la mano de obra junto con la incertidumbre en la predicción de la resistencia.

FLEXIÓN

Se denomina flexión al tipo de deformación que presenta un elemento estructural alargado en una dirección perpendicular a su eje longitudinal.

FLUJO LAMINAR Y TURBULENTO

A bajas velocidades, los fluidos fluyen con un movimiento suave llamado laminar. A velocidades altas, el movimiento de los fluidos se complica y se hace turbulento. La transición del movimiento laminar al turbulento depende la velocidad, densidad y viscosidad del fluido.

Cuanto mayores son la velocidad y la densidad, y cuanto menor es la viscosidad, más probable es que el flujo sea turbulento.

LED

Light Emitting Diode, en español diodos de emisión de luz.

MOMENTO DE INERCIA

El momento de inercia muestra la distribución de masa de un cuerpo o de un sistema de partículas en rotación, respecto a un eje de giro, este sólo depende de la geometría del cuerpo y de la posición del eje de giro; pero no así de las fuerzas que intervienen en el movimiento.

NUMERO DE REYNOLDS

Número adimensional que se utiliza en la mecánica de fluidos para estudiar el movimiento de un fluido dentro de un espacio, o alrededor de un obstáculo sólido.

PALAS

Aspas o hélices que generan movimiento al rotor del generador impulsados por el viento.

RESISTENCIA AL CORTE

Propiedad de un material que le permite resistir el desplazamiento entre las partículas del mismo al ser sometido a una fuerza externa. También llamada resistencia al cizallamiento

RESISTENCIA A LA TENSION

Es un valor establecido de fuerza y/o tensión que debe soportar un tornillo antes de fracturarse en el ensayo de tracción.

SOTAVENTO

Cuando el viento pasa la cumbre de la montaña y desciende por la ladera

BARLOVENTO

Cuando el viento esta en dirección de frente y ascenso a una ladera montañosa (esto provoca precipitaciones).

SUELDA TIG

Se utiliza un gas inerte para proteger los metales del oxígeno, como la MIG, pero se diferencia en que el electrodo no es fusible; se utiliza una varilla refractaria de wolframio. El metal de aportación se puede suministrar acercando una varilla desnuda al electrodo.

TORSIÓN

Es el proceso que se produce cuando a una barra fija por un extremo se le aplica un par de fuerzas, de tal forma, que los distintos discos horizontales en que podemos considerar dividida la barra se deslizan unos respecto a otros.

VIENTO

Se considera viento a toda masa de aire en movimiento con respecto a la superficie terrestre.

VISCOSIDAD

Es la oposición de un fluido a las deformaciones tangenciales.

VISCOSIDAD DINÁMICA

Es la relación entre la viscosidad y la densidad

SIMBOLOGÍA

C:	Coeficiente aerodinámico
A:	Área transversal
u:	Velocidad lineal de las cazoletas
v:	Velocidad del viento
$v - u$:	Velocidad relativa del viento en la cazoleta superior
$v + u$:	Velocidad relativa del viento en la cazoleta opuesta
Cd:	Coeficiente de arrastre
ρ :	Densidad del fluido
A:	Área de superficie de contacto
L:	Longitud del cuerpo paralelo a la dirección del flujo
ν :	Viscosidad cinemática
P:	Potencia que se quiere generar
T:	Torque
w:	Velocidad angular [rad/s]
R:	Radio del rotor del aerogenerador
D:	Diámetro del aerogenerador
H:	Altura de las aspas de aerogenerador
m:	Masa del cuerpo
Lt:	Longitud total del brazo del aspa
r:	Radio de aspa
V:	Volumen
F:	Fuerza del viento
Lv:	Longitud de la “viga”
E:	Módulo elástico de Young del material
τ :	Esfuerzo a torsión
J:	Momento polar de inercia
σ :	Esfuerzo por flexión
M:	Momento máximo
I:	Momento de inercia
Fs:	Factor de seguridad
V:	Voltaje
I:	Corriente

M_{max} : Momento flector máximo
 $[\sigma]$: Esfuerzo permisible
 S_y : Esfuerzo de fluencia del material
 C_o : Capacidad de carga estática
 S_o : Carga estática equivalente
 P_d : Carga dinámica dada de diseño
 H : Vida útil para rodamientos recomendada
 R_{pm} : Velocidad de giro en revoluciones por minuto
 D_e : Diámetro del eje
 L : La longitud de la columna.
 K_b : Constante de rigidez del perno
 K_m : Módulo de rigidez de los miembros de la junta atornillada
 F_{perno} : Fuerza que soporta el perno
 F_i : Fuerza de la precarga
 l : Longitud de agarre de la junta atornillada
 F_p : Carga de prueba
 A_t : Área de esfuerzos a la tensión
 S_p : Resistencia a prueba
 VAN : Valor actual neto

CAPITULO I

1. ESTADO DEL ARTE

1.1. INTRODUCCIÓN.

Las mejoras tecnológicas aplicadas sobre los aerogeneradores de eje horizontal y las consecuentes mejorías en las prestaciones técnicas y económicas dejaron en segundo plano el desarrollo de los aerogeneradores de eje vertical.

Sin embargo, a pequeña y mediana escala, los aerogeneradores de eje vertical vuelven a ser competitivos respecto a los de eje horizontal si se consideran los siguientes factores:

Estructura comparativamente simple

- a) Bajo costo de implementación.
- b) Bajo costo de instalación.
- c) Fácil mantenimiento.

Dentro del panorama nacional relacionado a la explotación del viento se ven las necesidades de abastecer consumos aislados de la red, donde un aerogenerador de eje vertical se ve como el más adecuado gracias a las ventajas anteriormente mencionadas. Aprovechar las corriente de aire y los vientos en las carreteras para generar electricidad, permitiría satisfacer consumos relacionados a las operaciones viales; por ejemplo: iluminación de sectores viales peligrosos; implementación de puntos de comunicación de emergencia; iluminación de rótulos; etc.

La energía eólica es la energía cuyo origen proviene del movimiento de masa de aire, es decir del viento. En la tierra el movimiento de las masas de aire se deben principalmente a la diferencia de presiones existentes en distintos lugares de esta, moviéndose de alta a baja presión, este tipo de viento se llama viento geo-estrófico.

Para la generación de energía eléctrica a partir de la energía del viento, nos interesa mucho zonas más específicas del país, estos vientos son los llamados vientos locales, entre estos están las brisas marinas que se deben a la diferencia de temperatura entre

el mar y la tierra, también están los llamados vientos de montaña que se producen por el calentamiento de las montañas y esto afecta en la densidad del aire y hace que el viento suba por la ladera de la montaña o baje por esta dependiendo de si es de noche o de día.

Como la mayoría de las personas saben, el viento no siempre se mantiene constante en dirección y valor de magnitud, es más bien una variable aleatoria.

Debido al problema de contaminación que genera la producción de energía eléctrica con combustibles fósiles y al problema del bajo nivel que a veces presentan las represas que producen energía eléctrica por falta de lluvias. Considerando estos factores, se trata de investigar otras fuentes de energía como son la energía eólica, energía solar, biomasa, geotérmica, ya que estas pueden ser aprovechadas en pequeñas o grandes magnitudes y representar un impacto en la producción de energía en el medio y no contaminan el ambiente aunque si producen un cierto impacto ambiental por lo que se ha hecho este trabajo para la investigación de la energía eólica.

Dado que la energía del viento depende de la velocidad del viento, se hace la siguiente pregunta ¿Cuál sería la energía que entrega el viento?

Ahora esta energía es de bajo rendimiento ya que sólo se aprovecha el 59.3 % de ella y su uso no es seguro y tampoco uniforme ya que dependen de varios factores como son la posición geográfica, la hora del día, y hasta la época del año, factores que aumenta o disminuyen la cantidad de energía.

Para calcular la energía del viento, la velocidad del viento es el mejor factor, porque la energía contenida por el viento es proporcional al cubo de su velocidad.

Existen varias ventajas competitivas de la energía eólica con respecto a otras opciones, como son:

- a) La reducción en la dependencia de combustibles fósiles.
- b) La reducción de los niveles de emisiones contaminantes, asociados al consumo de combustibles fósiles en forma proporcional a la generación con energía eólica.

- c) Nivel adecuado tecnológico de la energía eólica para competir con otras fuentes energéticas.
- d) El tiempo de construcción es menor con respecto a otras opciones energéticas.

Al aparato capaz de aprovechar el viento para generar energía eléctrica, se le denomina aerogenerador. El aerogenerador es el sistema de conversión, que comprende un generador eléctrico con sus sistemas de control y de conexión eléctrica.

Las máquinas eólicas son capaces de transformar la energía del viento en energía mecánica de rotación utilizable y trabajan sobre el principio de la fuerza aerodinámica. La incidencia del viento ejerce una presión sobre la hélice para girar el rotor, que a su vez está conectado a un alternador y produce energía eléctrica.

La ventaja de los generadores eólicos es que pueden construirse e instalarse individualmente, además de que pueden integrarse fácilmente a la actividad agrícola. Asimismo, puede combinarse con las celdas foto-voltaicas a fin de generar energía eléctrica durante los períodos que no haya viento pero sí energía solar. La energía eólica empieza a perfilarse como una fuente alterna que ocupará un importante papel en la generación de electricidad, ya que no utiliza combustible y no modifica el uso del suelo; por estas razones, en las centrales Eoloeléctricas pueden continuar sin mayor interferencia las actividades agrícolas y pecuarias.

Sin embargo, para poder aprovechar la energía eólica, es importante conocer las variaciones diurnas, nocturnas y estacionarias de los vientos, la variación de la velocidad del viento con la altura sobre el suelo, la presencia de ráfagas en espacios de tiempo breves y valores máximos ocurridos en datos históricos. Así mismo, es importante conocer la velocidad máxima del viento. Para utilizar la energía del viento, es recomendable tener una velocidad mínima de 2 m/s y que no supere los 20 m/s o sea entre los 7 a 72 km/h.

1.2. TENDENCIA ACTUAL EN EL ECUADOR Y RESTO DEL MUNDO.

El Ecuador, siendo un país rico en fuentes de energía renovable, históricamente ha dependido en gran medida de los combustibles fósiles como fuente de energía. El Gobierno a través de las adecuadas políticas públicas busca revertir esta situación con un radical cambio en la matriz energética donde la energía renovable sea la protagonista.

Por ello, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable (MEER), ha considerado indispensable en adición a los grandes proyectos hidroeléctricos que se están implementando, contar con un inventario actualizado del recurso eólico que viabilice y fomente la inversión pública y privada en la generación de la energía eólica.

Hasta hace poco tiempo, únicamente se disponía de información provista por la DAC (Dirección de Aviación Civil) y el INAMHI (Instituto Nacional de Meteorología e Hidrología) sin embargo, los datos provistos fueron tomados a alturas de diez (10) metros sobre el terreno y por tanto no eran suficientes para estimar el viento a alturas de más de cincuenta (50) metros, que es lo idóneo desde el punto de vista técnico, para que los estudios sean de mayor confiabilidad.

En consecuencia, el Estado Ecuatoriano no contaba con información adecuada para sustentar la generación de proyectos eólicos de inversión con fines de generación eléctrica a mediana y gran escala, a excepción de casos puntuales que han sido objeto de estudios específicos para ciertas zonas de interés.

Por ello, el Ministerio de Electricidad y Energía Renovable ha emprendido campañas de medición de viento en provincias como Loja e Imbabura que consideran la toma de datos a alturas de cuarenta (40), sesenta (60) y ochenta (80) metros, lo cual permitirá verificar el potencial eólico de esas zonas de país y la construcción de parques eólicos que no solamente se constituyen en fuentes de energía limpia, sino en impulsores para el turismo ecológico, cuyo potencial en el Ecuador es inmenso.

1.2.1. GENERACIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA PROCEDENTE DE RECURSOS RENOVABLES NO CONVENCIONALES.

El mercado de las energías renovables es de pequeño tamaño en Ecuador, exceptuando el de la hidroelectricidad, con un gran potencial gracias a los numerosos saltos de agua que hay en el país, especialmente en la vertiente amazónica. De hecho, casi todos los grandes proyectos de generación que se están desarrollando ahora mismo en el Ecuador son centrales hidroeléctricas, mediante las que pretende cumplir el objetivo de alcanzar el 80% de generación hidroeléctrica en el 2020 con este tipo de energía. A su vez, el otro proyecto energético pionero (este sí de producción eléctrica no convencional) es Villonaco, el primer gran parque eólico del país.

Con estas nuevas instalaciones se espera contribuir de forma significativa a la reducción de emisiones de carbono, no solo por la producción de energías limpias, sino por la posibilidad de incorporar el consumo de las mismas para usos domésticos, como cocción de alimentos o calentamiento de agua, y en el transporte, que actualmente utilizan combustibles derivados del petróleo.

1.2.2. ESTIMACIÓN DEL POTENCIAL EÓLICO (ATLAS EÓLICO).


El Atlas Eólico del Ecuador presenta las condiciones anuales de viento para todo el territorio Ecuatoriano. Mediante la integración de los mapas digitales, utilizando recursos de geo-procesamiento, cálculo de desempeño y producción de energía eléctrica a partir de las curvas de potencia de turbinas eólicas existentes en el mercado, se ha llegado a estimar un potencial de generación eléctrica nacional a partir de parques eólicos instalados en las zonas con mejor recurso de viento.

Este proceso indicativo de estimación de potencial eólico fue realizado considerando las siguientes premisas:

- a) Integración todas las áreas que presentan velocidades medias anuales iguales o mayores a 7m/s.

- b) Consideración de las curvas medias de desempeño de turbinas eólicas de última generación instaladas en torres a 80m de altura. Para la estimación de generación de energía, fue utilizada una densidad media de ocupación del terreno de 3MW/km², este valor es considerado como conservador.
- c) Se adoptaron intervalos con incrementos de 0,5 m/s para las velocidades medias anuales de viento. El desempeño de turbinas eólicas fue calculado para los límites inferiores de cada intervalo. Fue adoptado un factor de disponibilidad de 0,98; considerado típico para parques eólicos comerciales.
- d) Se adoptó factores de planta que varían en un rango entre 0,2 y 0,35, los cuales fueron calculados en función de la velocidad media anual del viento. Además, para corroborar esta metodología, se hicieron análisis específicos tomando en cuenta la distribución de frecuencia del viento en algunos puntos de las zonas con potencial.
- e) Se descartó la integración de las áreas cubiertas por agua (lagos, lagunas, ríos y el mar) así también como las áreas contenidas dentro del Sistema Nacional de Áreas Protegidas (parques nacionales, reservas faunísticas, etc.)
- f) Para el cálculo fue usada la densidad del aire a 3500 m.s.n.m. que tiene un valor de 0,87kg/m³. Se elaboraron las estimaciones de dos escenarios: el Potencial Bruto Total y el Potencial Factible a Corto Plazo. El primero considera todos los sitios bajo 3500 m.s.n.m., con velocidades mayores a 7m/s. El segundo escenario, además de estas restricciones, considera los sitios que están a una distancia menor o igual a 10km de la red eléctrica y carreteras.

A partir de estas consideraciones, se estimó un Potencial Disponible Bruto Total del orden de 1670MW y un Potencial Factible a Corto Plazo de 884MW, conforme se muestra en la columna Integración Acumulada en la Tabla 1 y Anexo 1 respectivamente.

POTENCIAL BRUTO									
POTENCIAL INSTALABLE						INTEGRACIÓN ACUMULADA			
PROVINCIA	RANGO VELOCIDAD m/s	ÁREA [km²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	FACTOR DE CAPACIDAD	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]	VIENTO [m/s]	ÁREA [km²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	ENERGÍA ANUAL [GWh/año]
Pichincha 	6,5 - 7,0	0,39	1,16	0,20	1,99	> 6,5	41,19	123,58	212,18
	7,0 - 7,5	21,25	63,76	0,20	109,48	> 7	40,81	122,42	210,18
	7,5 - 8,0	12,01	36,02	0,25	77,31	> 7,5	19,55	58,65	125,88
	8,0 - 8,5	5,08	15,23	0,30	39,23	> 8	7,54	22,63	58,29
	> 8,5	2,47	7,40	0,35	22,23	> 8,5	2,47	7,40	22,23

Fuente: Ministerio de electricidad y energías renovables, <http://www.energia.gob.ec/biblioteca/>

Tabla 1. Potencial eólico

Las zonas localizadas geográficamente sobre la línea ecuatorial no son ricas en vientos. Sin embargo, en Ecuador existen zonas de alto interés eólico por efecto de la presencia de Los Andes y de la cercanía al Océano Pacífico.

El recurso eólico en el país es un campo que no ha sido explorado y que es muy poco conocido. Respecto al mismo, en Ecuador existen registros de dirección y velocidad de viento que se obtuvieron a partir de mediciones de estaciones meteorológicas ubicadas en su mayoría en los distintos aeropuertos del país.

Estas mediciones se hicieron a dos (2) metros de altura sobre el nivel del suelo, por lo que resultan imprecisas; sin embargo, pueden servir de referente para la localización de las ubicaciones con potencial eólico.

Los sitios que presentan condiciones favorables para la explotación de molinos de viento con fines de producción de energía eléctrica se encuentran, especialmente, en las crestas de las montañas andinas y en emplazamientos de las playas ecuatorianas, estos últimos por efecto de la acción de las brisas marinas.

En la región amazónica no se han detectado velocidades de viento que permitan pensar en proyectos de generación de electricidad factibles, salvo para usos de bombeo de agua.

En Loja, en los alrededores del cerro Villonaco, se han encontrado varios sitios de alto potencial eólico para la generación de electricidad.

De manera más concreta, se han efectuado estudios puntuales que han arrojado resultados positivos. Entre los lugares apropiados como se puede mencionar en la tabla 2:

Localidad	Provincia	Capacidad (MW)
Villonaco	Loja	16,5
Salinas	Imbabura	10
Huascachaca	(Azuay-Loja)	50
Santa Cruz	Galapagos	10

Fuente: Atlas Eólico (MEER)

Tabla 2. Lugares con potencial para la generación de electricidad con energía eólica

1.3. EL MERCADO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES EN ECUADOR.

A su vez, y para fortalecer este desarrollo, el Gobierno ecuatoriano planea elaborar un Atlas Eólico del país, para concretar los lugares donde el recurso eólico tiene verdaderas posibilidades y aplicar políticas de inversión privada para la implementación de campos de ERNC (Energías Renovables No Convencionales).

1.3.1. PARQUE EÓLICO SAN CRISTÓBAL (2,4 MW).

La primera central eólica ecuatoriana inició su operación en octubre del 2007. Ubicada en la isla San Cristóbal, tiene una potencia instalada de 2,4 MW una producción anual estimada de 3,2 GW.

El proyecto fue financiado en un 80% por organismos internacionales (el G8 y el programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD) y en un 20% por la Empresa Eléctrica de Galápagos y el municipio de San Cristóbal. Actualmente funciona con tres aerogeneradores de 0,8 MW cada uno, fabricados por la empresa española Gamesa Eólica. Según los responsables del proyecto, este parque permitirá un ahorro de 5.000 barriles de petróleo anuales.

1.3.2. PARQUE EÓLICO VILLONACO (16,5 MW).

La zona de Villonaco, en la provincia de Loja, tiene un enorme potencial para el desarrollo de un proyecto eólico, con vientos promedio de 12,5 m/s. Este proyecto tiene una gran importancia simbólica por ser el primer parque eólico en Ecuador de gran dimensión y por ser el más alto del mundo, a unos 2.700 metros de altitud.

De esta forma, en agosto de 2011, se le adjudicó la construcción a la empresa china Xinjiang Goldwind Science and Technology Co. Ltd. El proyecto, contará con once aerogeneradores con una potencia de 1,5 MW cada uno, es decir, con un total de 16,5 MW y se conectará al Sistema Nacional Interconectado (S.N.I.). El presupuesto para la construcción del parque asciende a 40,5 millones de dólares.

1.3.3. PARQUE EÓLICO MINAS DE HUASCACHACA (50 MW).

El proyecto eólico Minas de Huascachaca se encuentra ubicado a 84 Km. al suroeste de la ciudad de Cuenca. La velocidad media del viento en la zona es 5,35 m/s a una altura de 68,5 m. De acuerdo a los resultados obtenidos en los estudios de factibilidad, el parque eólico podría estar compuesto por 25 aerogeneradores de 2 MW, cada uno con una capacidad total de 50 MW y una producción energética media anual aproximada de 101 GW/h.

La inversión estimada es de unos 34 millones de dólares. Entre sus beneficios, se espera que evite emisiones a la atmósfera de aproximadamente 62.000 toneladas de CO₂ al año.

1.4. EVOLUCIÓN DE LOS AEROGENERADORES.

La historia de los aerogeneradores es bastante difusa en sus orígenes por lo que no se puede determinar el lugar donde surgen por primera vez estas máquinas. Lo cierto es que sus antecedentes fueron los llamados molinos que se utilizaban para el bombeo de agua y la molienda de cereales, estos molinos eran de eje vertical y tenían entre 2 y 6 palas.

La industria de la energía eólica en tiempos modernos comenzó en 1979 con la producción en serie de turbinas de viento fabricadas por Kuriant, Vestas, Nordtank, y Bonus, los diseños continuaron en desarrollo y a comienzos de 1980 fueron construidas las primeras turbinas eólicas modernas. Aquellas turbinas eran pequeñas para los estándares actuales, con capacidades de 20 a 30 KW cada una.

En los últimos años se han podido construir aerogeneradores con potencias mayores, desarrollados por las grandes compañías de la industria aerodinámica, aumentando la fiabilidad de las máquinas y reduciendo sus costos, con aeroturbinas desde los 500 KW a 6 MW, lo que demuestra el alto grado de madurez alcanzado por esta tecnología.

1.5. CLASIFICACIÓN DE LOS AEROGENERADORES

Dado el desarrollo científico-técnico alcanzado en el aprovechamiento de la energía eólica se cuentan con varios tipos de configuraciones para los aerogeneradores, con diferentes clasificaciones, de las cuales las más importantes son:

1.5.1. POR EL TIPO DE POSICIÓN:

1.5.1.1. EJE VERTICAL.

Su característica principal es que el eje de rotación se encuentra perpendicular al suelo. Existen tres tipos de estos aerogeneradores.

- a) **Darrieus:** Consisten en dos o tres arcos que giran alrededor de un eje. Emplean la sustentación de las palas y están caracterizados por débil par de arranque y velocidad de rotación elevada que permite la recuperación de una gran potencia.
- b) **Savonius:** Dos o más filas de semicilindros colocados opuestamente que esencialmente utilizan el arrastre diferencial creado por las palas que pueden

ser de diversas formas. El par de arrastre es elevado, pero la velocidad máxima es claramente inferior a la de los rotores de eje horizontal.

- c) **Penémonas:** Cuatro o más semicírculos unidos al eje central. Su rendimiento es bajo.

1.5.1.2 EJE HORIZONTAL.

Son los más habituales y en ellos se ha centrado la mayor parte de los diseños en los últimos tiempos.

1.5.2. POR LA POSICIÓN DEL EQUIPO CON RESPECTO AL VIENTO.

- a) **A barlovento:** La máquina mantiene el rotor de frente al viento, la principal ventaja de este tipo de diseño es que evita el abrigo del viento detrás de la torre, como inconveniente debe tener un sistema de orientación para mantener el rotor de cara al viento.
- b) **A sotavento:** Esta máquina tiene el rotor situado de cara a sotavento de la torre. Puede ser construida sin mecanismo de orientación.

1.5.3. POR EL NÚMERO DE PALAS:

- a) **De una pala:** Precisan de un contrapeso en el otro extremo para lograr el equilibrio. Su velocidad es muy elevada. Su inconveniente es que introducen en el eje esfuerzos muy variables.

- b) **De dos palas:** Son diseños que tienen la ventaja de ahorrar el costo de una pala y su peso, pero tienen dificultades para entrar en el mercado ya que necesitan una mayor velocidad de giro para producir la misma energía.
- c) **Tres palas:** La mayoría de los diseños modernos tienen tres palas y son las más vendidas en el mercado ya que presentan suavidad durante el funcionamiento, reducen los niveles de ruido respecto a los monopalas, bipalas y disminuyen las vibraciones en la máquina.
- d) **Múltipalas:** Se conocen como modelo americano y se usaron primeramente para la extracción de agua.

1.5.4. POR LA MANERA DE ORIENTACIÓN DEL EQUIPO A LA DIRECCIÓN DEL VIENTO EN TODO MOMENTO.

El mecanismo de orientación de un aerogenerador es utilizado para girar el rotor de la turbina en contra del viento. Se dice que la turbina tiene un error de orientación si el rotor no está perpendicular al viento.

1.5.5. POR LA MANERA DE PRODUCIR ENERGÍA ELÉCTRICA.

Se dividen en dos:

De forma directa a la red eléctrica y de forma aislada.

- a) De forma aislada, se utilizan para usos domésticos o agrícolas para bombeo de agua y se acumula a través de baterías.
- b) De forma directa a la red, se utilizan los aerogeneradores de grandes potencias más de diez o cien (10 o 100) KW agrupados en parques eólicos y representan en grandes redes un quince (15) o veinte (20) por ciento de penetración de electricidad a la red.

Luego de ver estos aspectos generales de las máquinas eólicas a continuación se muestran las características de los aerogeneradores verticales, así como sus diferentes modelos, atendiendo a que el objetivo de este trabajo es el diseño de un prototipo de aerogenerador de este tipo de eje.

1.6. PEQUEÑOS AEROGENERADORES

Los aerogeneradores de baja potencia, aumentan cada día su importancia en el parque energético de los países europeos, no han visto una disminución en sus costos de construcción e instalación. No obstante, siguen siendo una de las pocas alternativas y en algún caso la única que pueden solucionar problemas de abastecimiento energético en zonas aisladas.

Tal como ocurre con las celdas solares, la gran ventaja de estos pequeños aerogeneradores es la portabilidad del inversor energético. Son una solución excelente sobre todo cuando trabajan en conjunto a otros sistemas energéticos los cuales son denominados híbridos como en el caso de las celdas solares o equipos de combustible.

Todos estos sistemas, salvo los equipos de combustible, necesitan de un banco de baterías para poder manejar adecuadamente las fluctuaciones de la generación eléctrica y las fluctuaciones del consumo. Mediante esta interfaz (banco de baterías) se pueden diseñar sistemas donde las baterías cubran requerimientos de potencia superiores a la de los generadores en su estado nominal.

Lo que tiene que mantenerse dentro del rango de seguridad es la energía que los recursos naturales pueden entregar a los generadores, la cual tiene que ser mayor a la energía que los consumos van a utilizar.

1.7. CONSIDERACIONES TÉCNICAS.

Los aerogeneradores de eje vertical tienen la ventaja de adaptarse a cualquier dirección de viento y por ello se les llama panémonos (todos los vientos). No precisan dispositivos de orientación, trabajan por la diferencia de coeficiente de arrastre entre las dos mitades de la sección expuesta al viento. Esta diferencia de resistencia al viento hace que el rotor sea propenso a girar sobre su eje en una dirección específica. A excepción del rotor Darrieus, los aerogeneradores de eje vertical operan con vientos de baja velocidad donde difícilmente superan las 200 RPM. Se emplean para generar potencias que van desde los 200W hasta los 4MW. Generalmente se caracterizan por tener altos torques de partida. El Darrieus es la excepción a las características antes mencionadas.

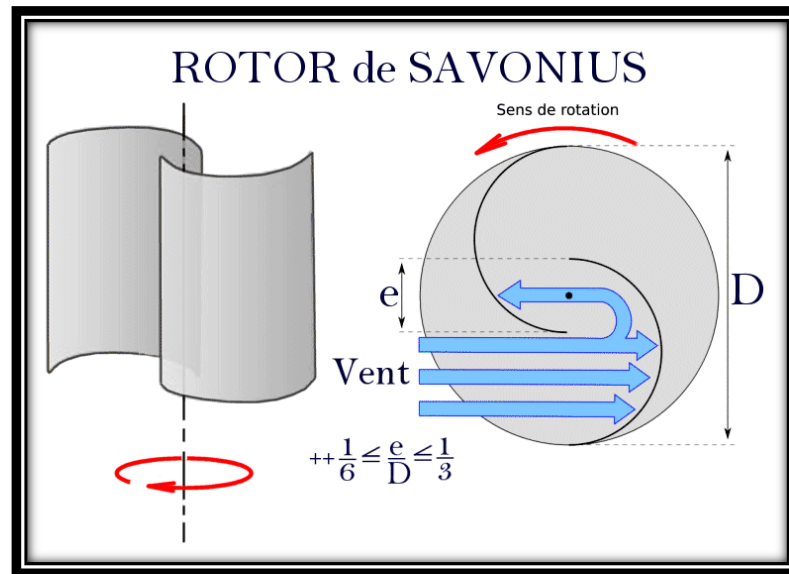
Otra particularidad de estos aerogeneradores, es su fácil reparación pues todos los elementos de transformación de la energía del viento se encuentran a nivel de suelo. El inconveniente de este tipo de turbinas es que el eje no se ubica a mucha altura y las velocidades del viento disminuyen al llegar al suelo por efecto de la rugosidad del mismo.

La velocidad del viento crece de forma importante con la altura, con lo que estos aerogeneradores han sido desplazados por los de eje horizontal.

De todas formas, colocar un aerogenerador a más altura mediante una torre implica incurrir en costos adicionales ligados a la seguridad del soporte del aerogenerador.

1.7.1. SAVONIUS.

El modelo de rotor Savonius es el más simple. Consiste en un cilindro hueco partido por la mitad, en el cual sus dos mitades han sido desplazadas para convertirlas en una (S), las partes cóncavas de la (S) captan el viento como se muestran en la figura 1.1, mientras que los reversos presentan una menor resistencia al viento por lo que giraran en el sentido que menos resistencia ofrezcan.



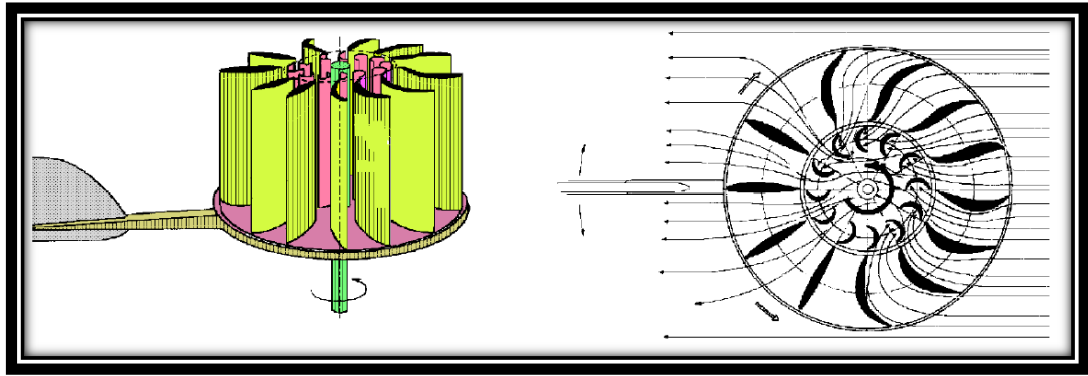
Fuente: <http://inter.action.free.fr/labo-aero/aero-gadgets/gyrophare-savonius/rotor-savonius-.gif>

Fig. 1. 1.Rotor Savonius.

Este sistema tiene el inconveniente de presentar una sobre presión en el interior de las zonas cóncavas al no poder salir el aire, perjudicando el rendimiento; el sistema queda mejorado separando ambas palas y dejando un hueco entre ambas para que exista un flujo de aire.

Debido a la gran resistencia al viento que ofrece este tipo de rotor, presenta una velocidad de giro pequeña y su rendimiento es bajo.

También existe una variante del rotor Savonius que incluye un mecanismo difusor de álabes fijos, que a su vez se pueden orientar como conjunto mediante una aleta de cola (figura 1.2). Esto permite dirigir el viento hacia un rotor con varias aspas, 10 o más, provocando su giro sin apenas efectos de frenado y mejorando por lo tanto su rendimiento.



Fuente: www.pfernandezdiez.es/EnergiasAlternativas/eolica/PDFs/05Eolo.pdf

Fig. 1. 2. Rotor Savonius con sistema difuso orientable por aleta de cola.

1.7.2. DARRIEUS

El rotor Darrieus modelo Troposkein consta de unas finas palas con forma de ala de avión simétricas (figura 1.3), que están unidas al eje sólo por los dos extremos, con una curva especial diseñada que al poseer una forma parecida a una cuerda para saltar en pura tensión hace que los alerones del Darrieus experimenten una fuerte fuerza centrífuga para un máximo rendimiento entre las dos uniones del eje. No necesita de un sistema de orientación, esta característica de captación omnidireccional le permite ser instalado en cualquier terreno sin necesidad de levantar altas torres, lo que trae consigo un ahorro en el costo de la máquina.

Este rotor presenta el problema que no puede arrancar por sí mismo debido al gran torque que necesita, por lo que se emplea un sistema de arranque secundario, aunque una vez en marcha es capaz de mantenerse gracias a la aerodinámica de sus palas. Una forma de facilitar el arranque de esta máquina es utilizando rotores Savonius, la otra forma es usar un sistema eléctrico. Usualmente se utiliza un generador de inducción conectado a la red. Una vez que el Troposkein se encuentra en velocidad de operación empieza a entregar potencia.

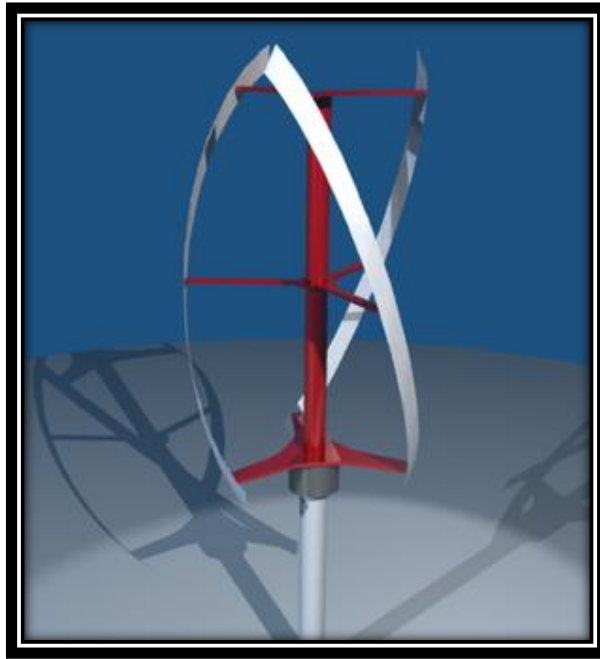


Fuente: <http://www.renovables-energia.com/2009/09/aerogenerador-darrieus/>

Fig. 1. 3.Darrieus tipo Troposkein

1.7.3. AEROGENERADOR QUIET REVOLUTION.

Turbina eólica de eje vertical, diseñada específicamente para entornos urbanos, donde el viento suele ser más suave, la turbina funciona con corrientes de viento con una velocidad mayor de 5 metros por segundo (m/s). Se mueve independientemente de la dirección del viento y lo hace con la mayor suavidad, reduciendo el ruido de la velocidad de punta de pala, permitiendo ser colocada en azoteas y cerca de viviendas. Puede generar hasta 1500 KW/h al año y su configuración difiere de las comúnmente instaladas, característica que permite disminuir el impacto visual de la máquina como se muestra en la figura 1.4.



Turbina Quietrevolution	
Potencia	1.5 Kw
Vel. Arranque	5m/s
Vel. Corte	25m/s
Vel. Trabajo	7,5 m/s

Fuente: www.rdipress.com

Tabla 3. Turbina. Quiet revolution.

1.7.4. DARRIEUS TIPO H O GIROMILL.

La turbina Darrieus de hojas rectas, llamada también Giromill o tipo-H, de la tabla 4., fue investigada posteriormente en los años 1970 y 1980 por Peter Musgrove. Este tipo de generadores consisten en palas verticales unidas al eje por unos brazos horizontales, que pueden salir por los extremos del aspa e incluso desde su parte central.

Un ejemplo de este planteamiento es la turbina Urban-green, la cual trabaja a velocidades del viento de (3 a 25) m/s. Son máquinas fabricadas para utilizarlas con fines domésticos, en los tejados de los supermercados para suministrar energía a pequeños equipos electrónicos, ya que presentan potencias bajas 600 a 750 W.



Turbina Giromill tipo H	
Potencia	10 Kw
Vel. Arranque	2,5m/s
Vel. Corte	50m/s
Vel. Trabajo	12 m/s

Fuente: <http://arquitecturaregenerada.blogspot.com/2011/07/aerogeneradores-de-eje-vertical.html>

Tabla 4. Giromill tipo Urbangreen

1.7.5. AEROGENERADOR WINSPIRE.

Otro modelo de estas turbinas es la Windspire fabricadas en Estados Unidos, como se muestra en la figura adjunta a la tabla 5, las cuales son diseñadas para darle energía a hogares, pequeñas empresas, escuelas, museos, parques y edificios comerciales. Esta máquina genera electricidad cuando el viento sopla en contra de las alas verticales que las hacen girar a velocidades de viento medias de al menos 4,5 m/s, a pesar de que funcionan mejor cuando los vientos promedio superan los 5,4 m/s.

Este modelo presenta 3 palas, un diámetro equivalente del rotor de 3,05m., con un área de barrido de 7,43 m², la altura del centro del rotor es de 6,10 m., el rotor gira a velocidades variables entre (0-500) rpm y su potencia eléctrica nominal es de 1kW.



Turbina Windspire	
Potencia	1 Kw
Vel. Arranque	2,8 m/s
Vel. Corte	12 m/s
Vel. Trabajo	6 m/s

Fuente: <http://www.ison21.es/2009/08/31/el-aerogenerador-windspire-se-vendera-en-europa/>

Tabla 5. Turbina tipo Windspire.

1.7.6. AEROGENERADOR SEA HAWK.

El modelo SeaHawk ubicado en la figura de la tabla 6, es la primera turbina pequeña de la serie que es capaz de producir 1 KW en su base y 3.4 KW en máxima potencia. El modelo SeaHawk incorpora un generador AC desarrollado a base de magnetos de última generación, únicos en la industria. Esto permite que logre generar más electricidad a bajas velocidades del viento comparado con las otras turbinas de eje vertical



Turbina Sea Hawk	
Potencia	3,4 Kw
Vel. Arranque	2,5 m/s
Vel. Corte	25 m/s
Vel. Trabajo	5 m/s

Fuente: http://www.gabinete.org.ar/Diciembre_2008/vertical.htm

Tabla 6. Turbina tipo SeaHawk

1.7.7. AEROGENERADOR GEO4K.

La turbina eólica GEO4K, ha sido desarrollada y patentada por Geolica Innovations, laboratorio de Kliux Energies, fabricadas para fomentar la instalación de turbinas eólicas residenciales, esta máquina se encuentra en pruebas por lo que el prototipo de la tabla 7 se instaló en cuatro emplazamientos diferentes para evaluar su rendimiento y poder desarrollar mejoras en el generador y demás componentes.



Turbina GEO4K	
Potencia	4 Kw
Vel. Arranque	3,5 m/s
Vel. Corte	25 m/s
Vel. Trabajo	11 m/s

Fuente: <http://www.geolica.com/productos/aerogenerador-de-eje-vertical/>

Tabla 7. Características prototipo GEO4K.

1.7.8. AEROGENERADOR ROPATEC.

También podemos distinguir el diseño de la firma Ropatec, la cual es un aerogenerador fácil de construir que posee gran calidad para ser utilizado en pequeñas instalaciones aisladas a la red. Estas aeroturbinas son de gran utilidad para apoyar los sistemas de calentamiento de agua para otros gastos de energía, entre otras opciones. En la tabla 8, se muestra un diseño de Ropatec con potencia nominal de 1kW, diámetro de 1,8 m., altura de 1,15 m. y trabajan a velocidades del viento bajas del orden de los 3m/s.



Turbina Ropatec	
Potencia	20 Kw
Vel. Arranque	3 m/s
Vel. Corte	25 m/s
Vel. Trabajo	13 m/s

Fuente: http://www.ropatec.com/download/EN_datasheet.pdf

Tabla 8. Características prototipo ROPATEC.

1.7.9. AEROGENERADOR WINDSIDE.

Es un aerogenerador vertical basado en principios de ingeniería de vela, la turbina gira mediante dos paletas en forma de espiral, como se puede apreciar en la figura de la tabla 9. Estas máquinas no precisan de multiplicadores para elevar la velocidad, utilizan generadores de imanes permanentes, trabajan con vientos variables que pueden oscilar entre (1,5 y 18) m/s y son utilizados para abastecer medianos y pequeños consumos.



Turbina Windsinde	
Potencia	2 Kw
Vel. Arranque	2,8 m/s
Vel. Corte	25 m/s
Vel. Trabajo	15 m/s

Fuente: <http://savonius-balaton.hupont.hu/37/windside-produktion-ltd-finland>

Tabla 9. Windside tipo WS-0,15.

1.8. GENERADOR ELÉCTRICO

La obtención de energía eléctrica a partir de fuentes renovables es una necesidad que se hace cada vez más evidente en nuestra sociedad, debido a esto los sistemas eólicos, hidráulicos, etc. han cobrado importancia en los últimos tiempos.

Debido al bajo desarrollo de esta forma de obtención de energía en nuestro país, es conveniente el desarrollo de máquinas con eficiencias globales (60-70%) y magnéticas mayores al 80% que permitan un mejor aprovechamiento de los recursos en sistemas de pequeña generación menores 100KW.

Un generador de imanes permanentes funciona como un sistema sincrónico, la única diferencia es que el rotor donde están adheridos los imanes se encuentra ubicado en la parte interna, y el estator en donde se encuentran las bobinas en la parte externa.

En este proyecto se va a seleccionar el sistema eléctrico para un generador síncrono de imanes permanentes de flujo radial de 500 W de potencia.

El proyecto propone la conexión directa de una turbina eólica-generador eléctrico. En consecuencia, el generador funcionará a baja velocidad variable y con un gran par, lo que provocará que el rotor sea de elevado diámetro y su generador sea de gran cantidad de polos. En este caso en particular, el generador tendrá una potencia de 500 W y una velocidad de 80 rpm.

1.8.1. GENERADORES DE IMANES PERMANENTES

Los generadores síncronos de imanes permanentes se caracterizan por la forma en la que generaran el campo inductor en el rotor. Al contrario de los convencionales, excitados por corriente continua, la excitación se realiza mediante imanes permanentes. De esta manera, se evitan los problemas de acceder al rotor mediante escobillas y anillos rozantes, que acarrearán problemas de mantenimiento.

Al igual que los generadores síncronos convencionales, generan una tensión y frecuencia variable, por lo que es necesario instalar un sistema de rectificación para proporcionar potencia a la red a su tensión y frecuencia. Por ello, irán conectados a la red a través de los controladores.

Este tipo de máquinas se caracterizan por una mayor robustez y por tener un tamaño menor. Están compuestas por los mismos materiales que el resto de máquinas, a diferencia de los imanes permanentes, que son el material de mayor costo. Una de las ventajas a tener en cuenta es el gran control de la potencia reactiva a través del sistema de rectificación.

En función de cómo se cree el campo en el rotor, existen tres configuraciones posibles: flujo radial y flujo axial.

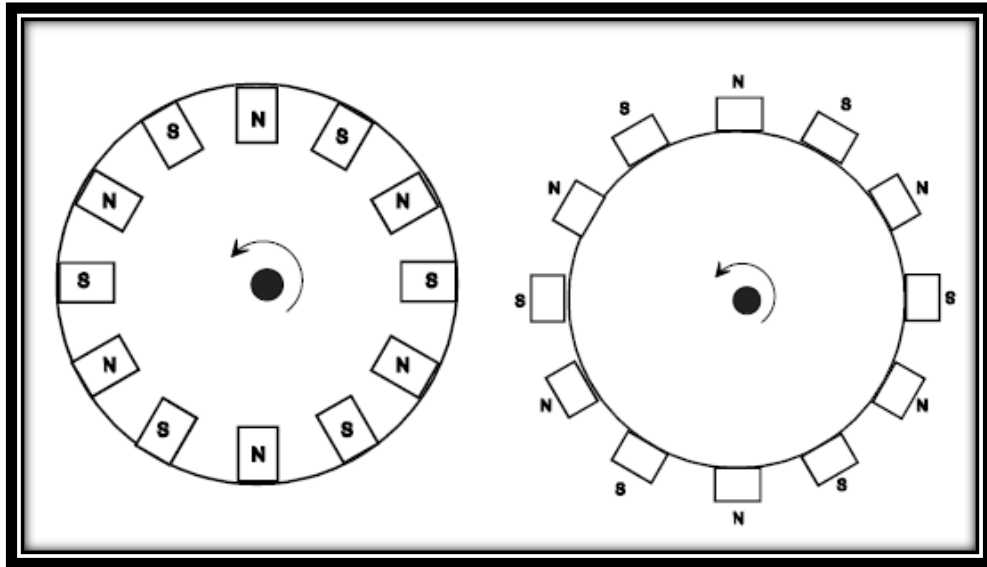
1.8.2. DIFERENTES TIPOS DE ROTOR.

Según sea el eje de giro del flujo magnético, los generadores de imanes permanentes pueden ser de dos tipos como se muestra en la figura 1.4; de flujo axial y de flujo radial. En los alternadores de flujo axial el eje de giro es paralelo al campo magnético de los imanes, mientras que en los generadores de flujo radial el eje de giro es perpendicular al campo magnético de los imanes.

Las expresiones “flujo axial” y “flujo radial” no son físicamente correctas, puesto que el flujo es una magnitud escalar y por tanto no puede tener sentido axial ni radial, pero esta terminología se ha establecido como distintiva de los dos tipos de generadores.

- a) En los generadores de **flujo radial**, los imanes se colocan sobre la superficie lateral de un cilindro que gira alrededor de su propio eje. En este caso el campo magnético de los imanes es perpendicular al eje de giro, y por tanto va en dirección radial. Este tipo de máquinas presentan una multitud de configuraciones distintas, la principal diferencia entre ellas es la forma de ubicar los imanes sobre la superficie del rotor.
- b) En los generadores de **flujo axial**, los imanes se disponen sobre un disco de hierro que gira alrededor de un eje perpendicular que pasa por su centro. Así pues el campo magnético de los imanes es paralelo al eje de giro.

Para nuestro proyecto se ha elegido un generador síncrono de flujo radial.



Fuente: <http://www.uv.es/~navasqui/aero/Fungenper.pdf>

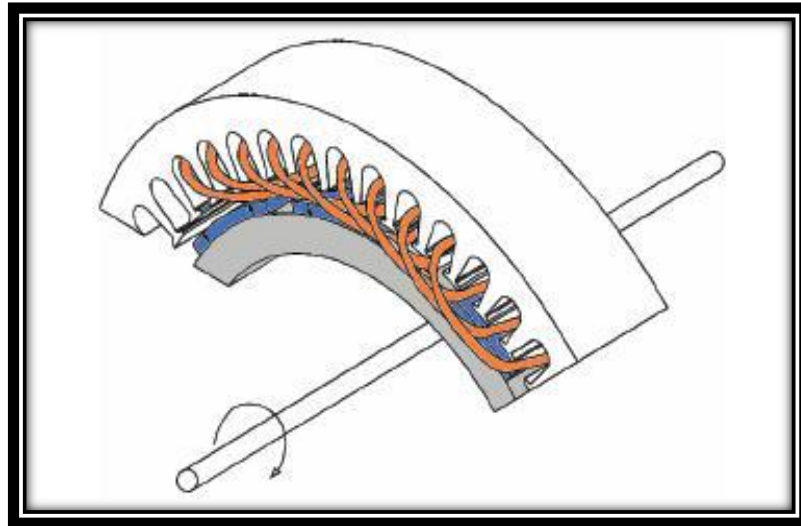
Fig. 1. 4. Rotores de flujo axial y de flujo radial

1.8.3. GENERADORES DE IMANES PERMANENTES DE FLUJO RADIAL

Se puede considerar que estos generadores es la más común de los diferentes tipos de generadores de imanes permanentes que existen, por ello también se le puede conocer con el nombre de generador síncrono de imanes permanentes convencional.

Se trata de un generador que tiene flujo radial en el entrehierro y flujo longitudinal en el estator. Mecánicamente tiene un funcionamiento parecido al generador síncrono. Los bobinados están dispuestos de la misma manera y en el rotor están dispuestos los imanes.

Para una mejor comprensión se muestra en la figura 1.5 a continuación el siguiente esquema de este sistema donde se ven los imanes en color azul dispuestos a lo largo de la longitud axial para producir un campo radial.



Fuente: <http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4df113b458339.pdf>

Fig. 1. 5. Esquema generador de imanes permanentes de flujo radial.

1.8.4. PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El término imán permanente hace referencia a la capacidad de un material de retener un valor de magnetismo remanente después de ser imantado por algún medio.

Además de ser resistente a la desmagnetización, un imán permanente tiene la propiedad de conservar su magnetismo con el tiempo.

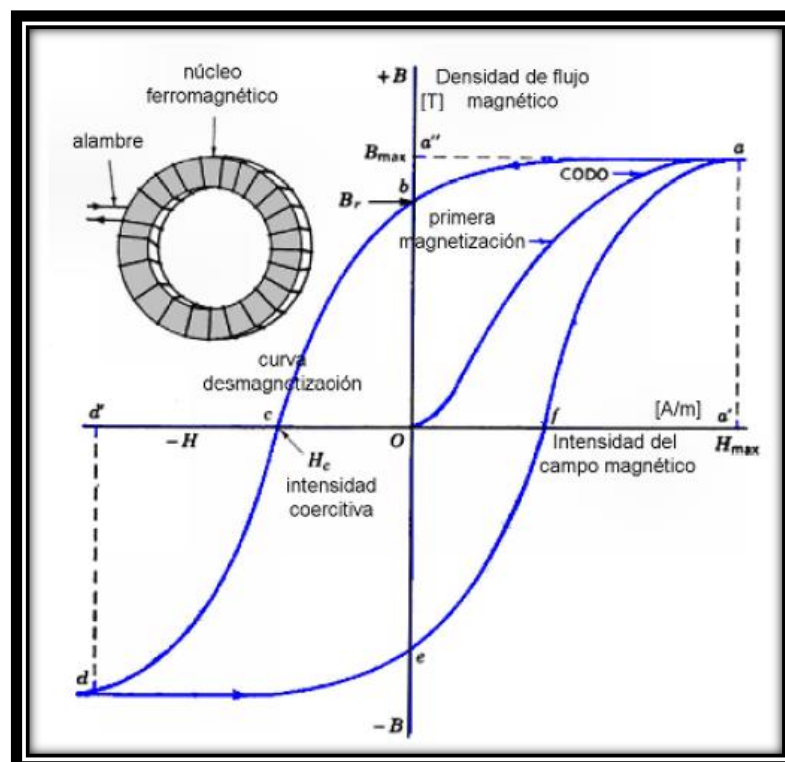
Desde hace tiempo es conocido que una corriente eléctrica genera un campo magnético a su alrededor. En el interior de la materia existen pequeñas corrientes cerradas debidas al movimiento de los electrones que contienen los átomos.

Cada una de estas corrientes origina un microscópico dipolo magnético. Cuando estos dipolos están orientados en direcciones aleatorias, sus efectos se anulan mutuamente y el material no presenta propiedades magnéticas; en cambio si todos los dipolos se alinean actúan como un único imán y en ese caso decimos que la sustancia se ha magnetizado.

Mediante la curva de histéresis podemos observar la forma en que se produce la magnetización de un material. Esta curva representa la intensidad del campo magnético enfrentada a la densidad de flujo. A la hora de comprobar las capacidades magnéticas de un material, lo más importante es el valor máximo del producto $B \times H$.

A continuación se expone la curva de magnetización de la figura 1.6., de un material ferromagnético:

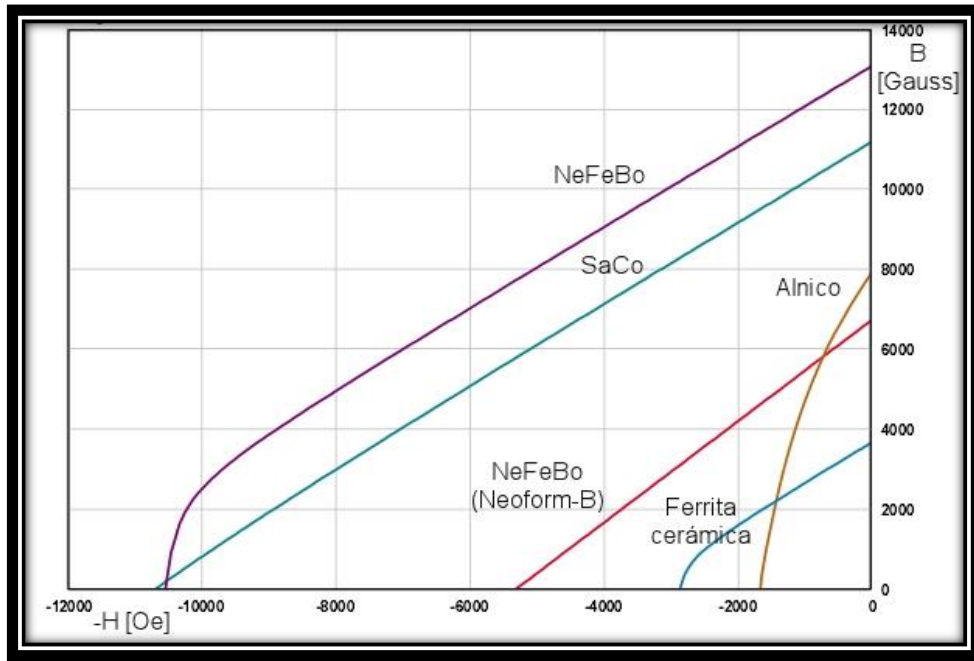
- Al principio, la magnetización no es permanente hasta que se alcanza un valor límite. Este intervalo es la llamada zona reversible.
- En un determinado punto, la magnetización se produce de forma proporcional. En ese punto se inicia la denominada zona lineal.
- Finalmente, se llega un instante a partir del cual, por mucha fuerza magnética que induzcamos al material, ya no se magnetiza más. Este es el llamado punto de inducción de saturación, que determina el inicio de la llamada zona o codo de saturación. El punto a refleja el producto $B \times H$ máximo.



Fuente: <http://zagan.unizar.es/TAZ/EINA/2012/6997/TAZ-PFC-2012-151.pdf>

Fig. 1. 6. Curva de histéresis para un material ferromagnético.

Existen varios tipos de materiales adecuados para sintetizar los imanes, siendo los más importantes las ferritas, Aluminio-Níquel-Cobalto (AlNiCo), Samario-Cobalto (SmCo), y Neodimio-Hierro-Boro (NdFeB). A continuación en la figura 1.7 se muestran las curvas de magnetización para estos elementos:



Fuente: <http://zaguán.unizar.es/TAZ/EINA/2012/6997/TAZ-PFC-2012-151.pdf>

Fig. 1. 7. Curvas de magnetización de distintos materiales

1.8.5. GENERACIÓN DE ENERGÍA

Los generadores de flujo radial de imanes permanentes son compactos, tienen un buen rendimiento. Esto hace que puedan ser usados como generadores de alta y baja velocidad. Tienen las ventajas de tener una densidad de potencia alta, y al fabricarse de forma modular es muy fácil ampliarlos e integrarlos con otros componentes mecánicos, como turbinas. La tensión a la salida normalmente debe ser rectificada e invertida con un convertidor estático.

Los generadores de baja velocidad suelen ser usados en turbinas eólicas. Con la energía eólica presentándose como una de las alternativas más fiables como fuente de energía alternativa, los generadores de flujo radial ofrecen una solución eficiente

y de bajo costo comparado con el resto de tecnologías, como pueden ser los paneles solares. Además, al funcionar a bajas velocidades se evita el uso de mecanismos de multiplicación de velocidad, con lo que se reduce el costo y se aumenta el rendimiento al disminuir las pérdidas mecánicas.

1.9. BATERÍAS O ACUMULADORES ELECTROQUÍMICOS.

La estación eólica deberá disponer de un medio para el almacenamiento de la energía producida, esto con el fin de abastecimiento en períodos de calma atmosférica. En general el medio más accesible para este propósito son los acumuladores de plomo. Vale hacer notar que una parte importante de la inversión está dirigida a este campo. Aproximadamente de un veinte (20%) a cincuenta (50%) por ciento del total del costo. La forma más usual de acumulación de energía, para sistemas eólicos, son las baterías o acumuladores electroquímicos que utilizan diferentes compuestos químicos.

La batería más utilizada es la de Plomo-ácido, que se presenta en la figura 1.8.

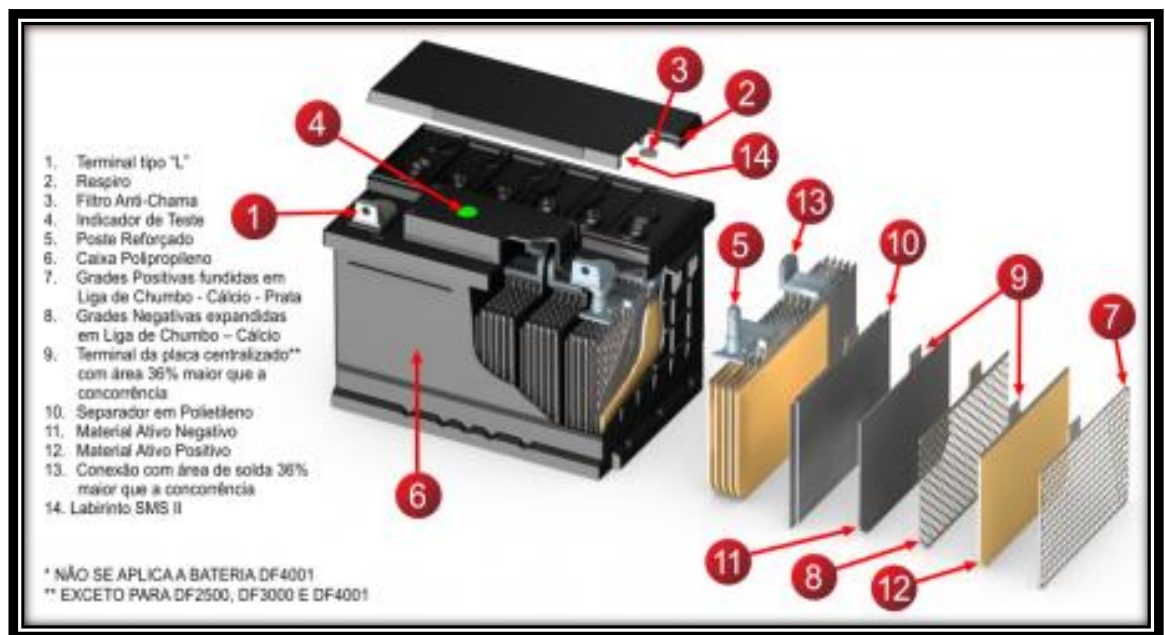


Fuente: www.tecno-solar.com/Imagenes/SPserie.jpg

Fig. 1. 8. Batería de Plomo-ácido

Estas baterías están compuestas por varias placas de plomo en una solución de ácido sulfúrico. La placa consiste en una rejilla de aleación de Plomo con una pasta de óxido de Plomo incrustada sobre la rejilla, la solución de ácido sulfúrico y agua se denomina electrolito.

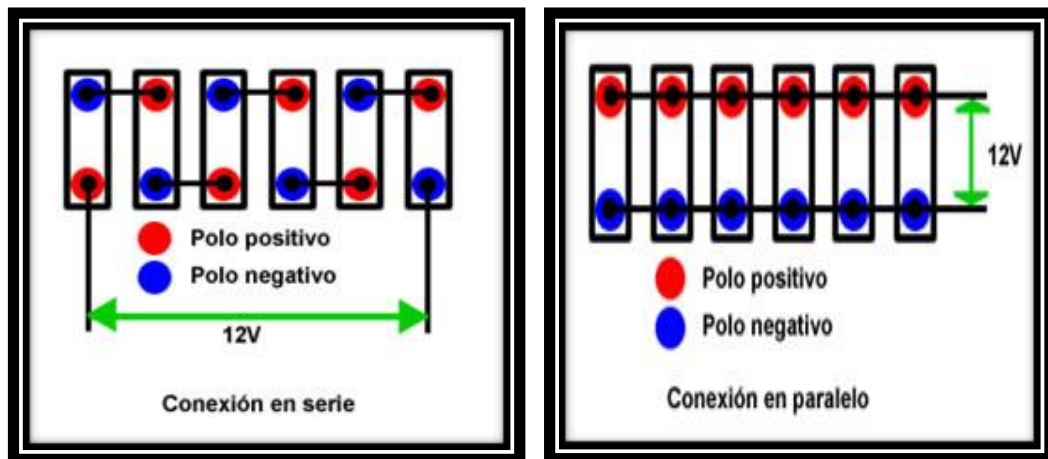
La figura 1.9 presenta, las partes que componen una batería de plomo ácido y como se encuentran colocadas cada una de estas partes



Fuente: bp2.blogger.com/.../s400/BATERIA1.JPG

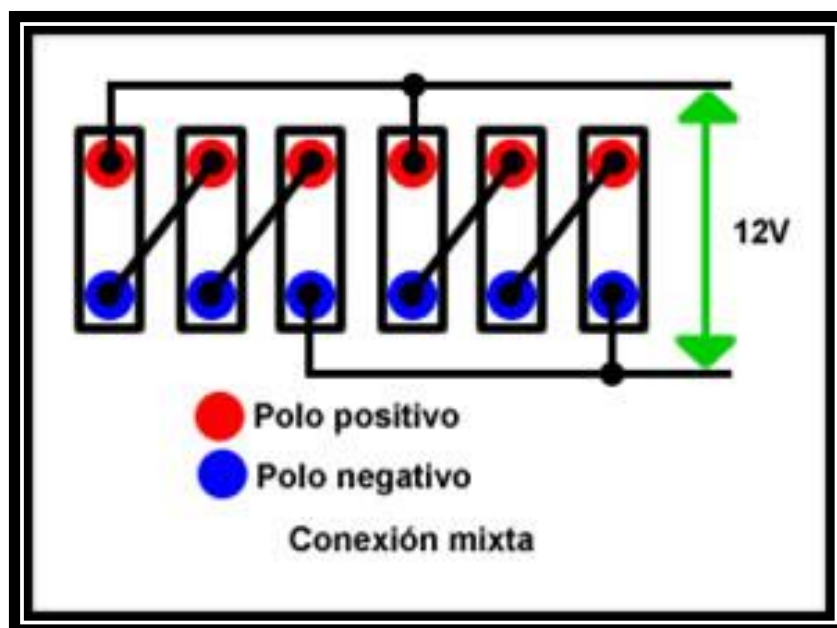
Fig. 1. 9. Partes constitutivas de una Batería de Plomo-ácido

El tipo de batería de Plomo-ácido que se utiliza en los sistemas eólicos tiene determinadas características constructivas que le permiten permanecer largo tiempo sin recibir carga y continúan en buen estado técnico, pueden ser agrupadas de distintas maneras para conseguir niveles de voltaje y corriente requeridos para una aplicación determinada. A continuación en las figuras 1.10., y 1.11., se presenta una forma de agrupación para incrementar los niveles de voltaje y corriente.



Fuente: saecsaenergiasolar.com/.../fotos/f12.gif.

Fig. 1. 10.Agrupación en serie y paralelo



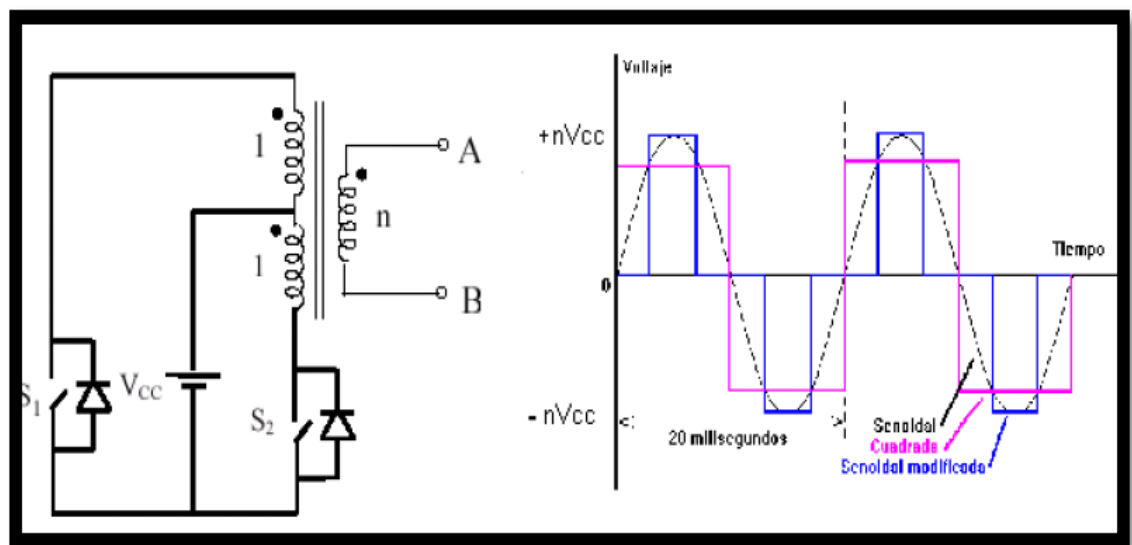
Fuente: saecsaenergiasolar.com/.../fotos/f12.gif.

Fig. 1. 11.Agrupación mixta

1.10. INVERSOR O CONVERTIDOR

Las baterías entregan corriente continua al sistema, pero las cargas operan con corriente alterna por lo que es necesario utilizar un inversor de corriente. Los inversores son elementos capaces de alterar la tensión y características de la corriente eléctrica que reciben, transformándolas en ondas sinusoidales de manera que resulte más apta para los usos específicos a que vaya destinada en cada caso.

Los convertidores que reciben la corriente continua a un determinado voltaje y la transforman en corriente continua pero a un voltaje diferente, reciben la denominación de convertidores CC-CC y los que transforman la corriente continua en alterna se denominan convertidores CC-CA, en la figura 1.12 se presenta una forma de onda a la salida de un inversor.

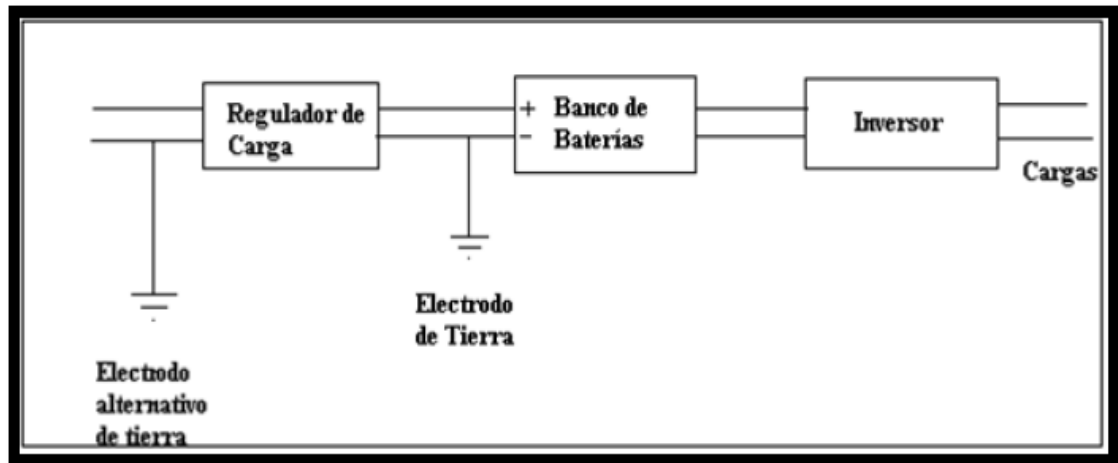


Fuente: www.solartronic.com/images/ondas.gif Existen elementos complementarios que temporizan y atenúan la forma de la señal para simular sinusoides.

Fig. 1. 12. Forma de onda a la salida de un inversor con transformador de toma media o push-pull.

1.11. PUESTA A TIERRA DE UN SISTEMA EÓLICO

En un sistema de tres conductores, el neutro o toma intermedia del sistema de continua debe ponerse a tierra. Esos requisitos se aplican tanto a sistemas aislados como a sistemas conectados a la red como se muestra en la figura 1.13.



Fuente: http://www.cnea.gov.ar/pdfs/boletin_energetico/13/eolica1.pdf

Fig. 1. 13.Puesta a tierra de un sistema eólico

El sistema de puesta a tierra aumenta la seguridad del personal y minimiza los efectos de los rayos y otras sobretensiones inducidas en los equipos. La puesta a tierra de todos los sistemas eólicos reduce también el ruido de radiofrecuencia causado por las antenas cercanas y por los inversores.

CAPITULO II

2. RECURSO EÓLICO

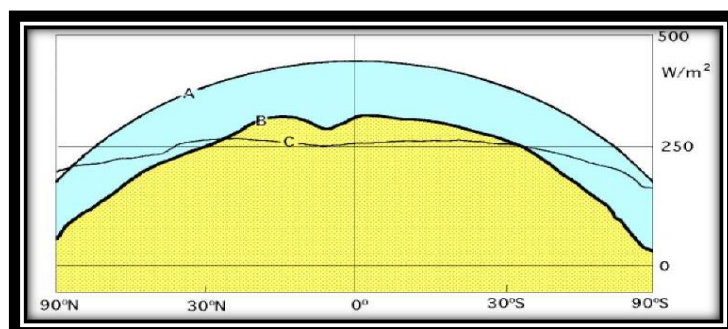
El viento es aire en movimiento horizontal desplazándose en la superficie de la tierra. Estos movimientos de las masas de aire, se deben a diferencias de presiones ocasionadas por diferencias de temperaturas; que a su vez, son provocadas por la radiación solar.

Cuando las variaciones en la densidad son insignificantes, los gases y los líquidos se analizan de la misma manera.

2.1. EL VIENTO.

Se considera viento a toda masa de aire en movimiento, que surge como consecuencia de la diferencia del calentamiento de la superficie terrestre, siendo la fuente de energía eólica, en síntesis la energía mecánica que en forma de energía cinética transporta el aire en movimiento.

La Tierra recibe una gran cantidad de energía procedente del Sol que en lugares favorables puede llegar a ser del orden de 2000 KW/m^2 anuales como se muestra en la figura 2.1; el 2% de ella se transforma en energía eólica.



Fuente: FERNÁNDEZ, Díez, Pedro, Energía Eólica, Editorial Libros
Redsauce, 4ta Edición, España 2008.

Fig. 2. 1.).Irradiación solar sobre una superficie horizontal; B) Irradiación solar absorbida por la Tierra C) Irradiación radiada al espacio exterior.

La energía eólica tiene como ventajas la de ser inagotable, gratuita y no perjudicial al medio ambiente, pero cuenta también con los grandes inconvenientes de ser dispersa y aleatoria.

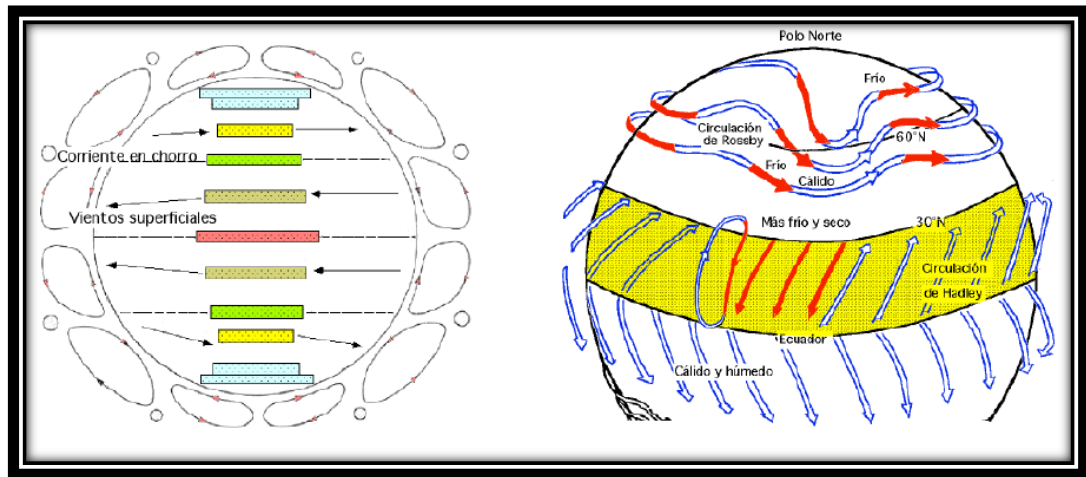
A mayor gradiente de velocidad mayor es la diferencia de presiones y su movimiento viene influenciado por el giro de la Tierra. Las causas principales del origen del viento son:

- a) La radiación solar que es más importante en el Ecuador que en los Polos.
- b) La rotación de la Tierra que provoca desviaciones hacia la derecha en el Hemisferio Norte y hacia la izquierda en el Hemisferio Sur.
- c) Las perturbaciones atmosféricas.

El movimiento de la Tierra se rige por la siguiente relación entre aceleraciones:

$$a_{\text{absoluta}} = a_{\text{relativa}} + a_{\text{arrastre}} + a_{\text{Coriolis}} \quad \text{Ec. 2. 1}$$

Al calentarse el aire en el Ecuador asciende y es sustituido por el aire más próximo a los Polos, formándose la llamada circulación de Hadley. Este flujo no se proyecta directamente sobre los polos debido a la fuerza de Coriolis que aparece como consecuencia del movimiento de rotación de la Tierra.



Fuente: FERNÁNDEZ, Díez, Pedro, *Energía Eólica*, Editorial Libros
Redsauce, 4ta Edición, España 2008.

Fig. 2. 2.Circulación general del aire en superficie



Fuente: FERNÁNDEZ, Díez, Pedro, *Energía Eólica*, Editorial Libros
Redsauce, 4ta Edición, España 2008.

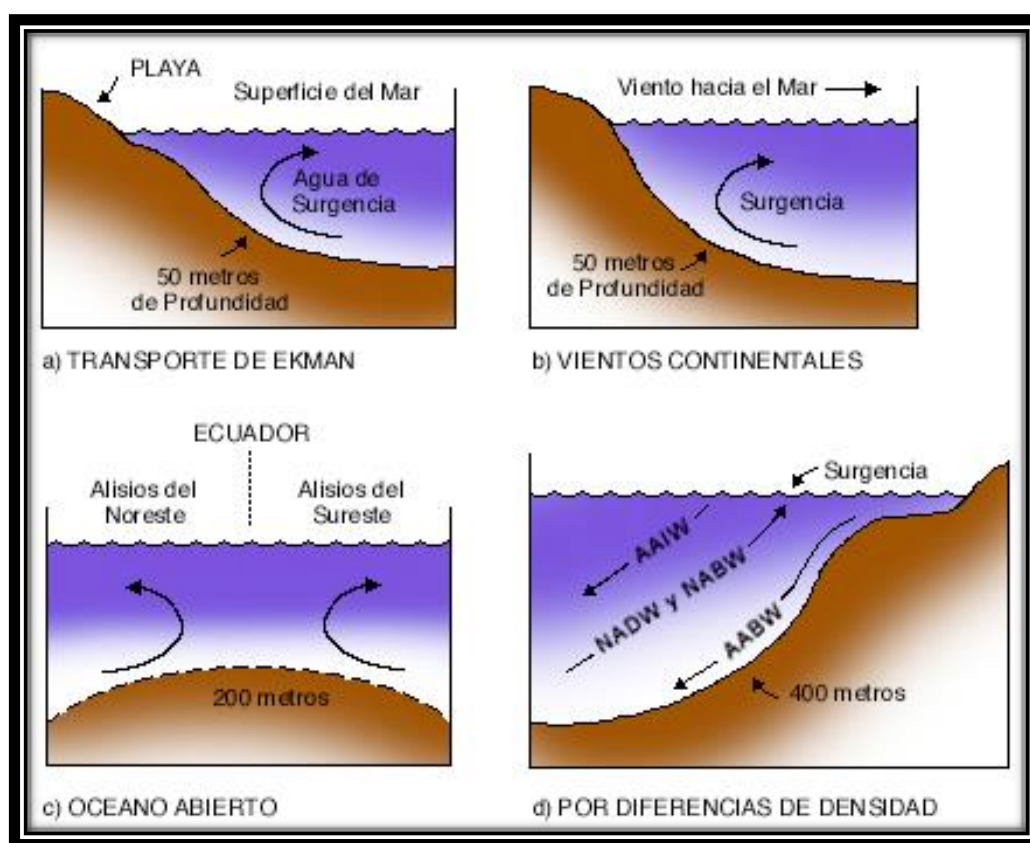
Fig. 2. 3.El aire frío tiende a descender hacia el Ecuador

La circulación general en superficie depende del reparto medio de las presiones a lo largo de un cuarto de meridiano terrestre. Para el hemisferio Norte existe un centro anticiclónico en el polo, un eje de depresión hacia los 60° N, un eje anticiclónico hacia los 30° N, conocido como cinturón subtropical, y una banda de depresión hacia

el Ecuador. El viento perfila o contornea los anticiclones en el sentido de las agujas del reloj, dirigiéndose hacia las depresiones, y las contornea en sentido contrario.

2.2. TIPOS DE VIENTOS.

El conocimiento de los vientos generales como muestra la figura 2.4., no es suficiente para una correcta utilización y ubicación de sistemas accionados por el viento, por cuanto existen factores que modifican el régimen general y que deben ser conocidos para ser tomados en cuenta a la hora de realizar un proyecto de este tipo.



Fuente: http://www7.uc.cl/sw_educ/geo_mar/html/h72.html

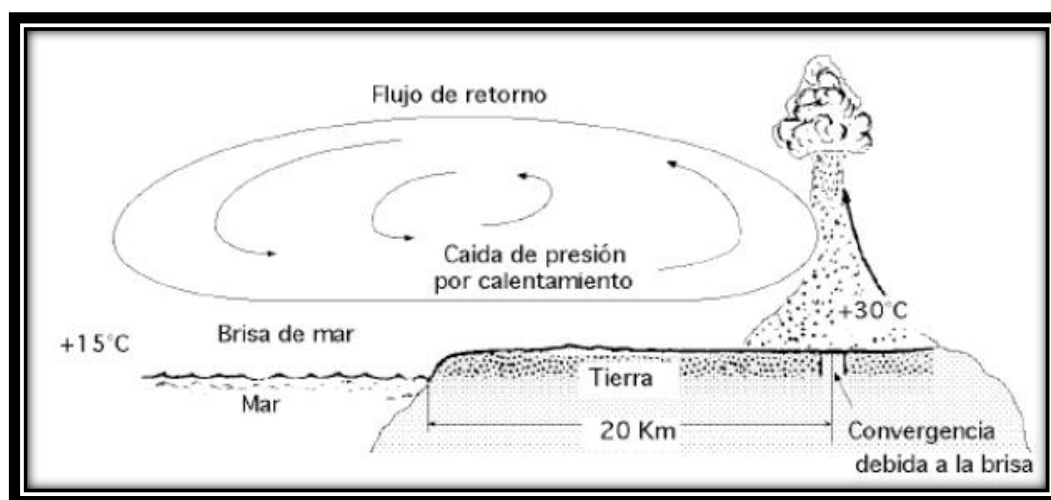
Fig. 2. 4.Tipos de viento

2.2.1. VIENTOS SINÓPTICOS.

Sus características vienen determinadas en función de situaciones meteorológicas dadas y muy precisas, como son la configuración isobárica y posición de los frentes,

teniendo en cuenta también para cualquier lugar, tanto las condiciones geográficas regionales, como las locales. La dirección del viento a nivel del suelo, medida generalmente a algunos metros sobre el mismo, está fuertemente influenciada por la situación topográfica del lugar considerado.

La frecuencia de las direcciones no es siempre una característica general en proporción con la situación isobárica media como puede ser la posición respectiva media de los anticiclones y de las depresiones en el transcurso de los años; los vientos particulares y locales son la prueba.

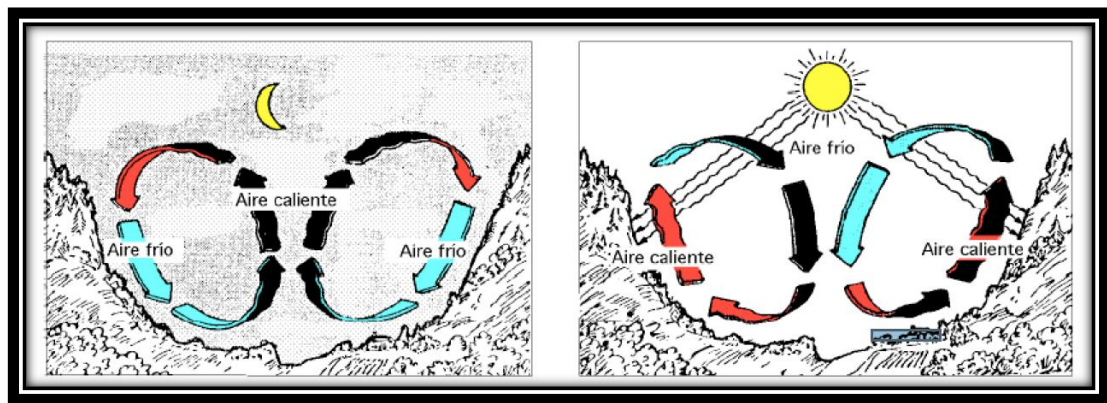


Fuente: <http://www.energiasargentinas.com.ar/tipos%20de%20vientos.htm>

Fig. 2. 5. Esquema general de un viento particular tierra-mar y viceversa

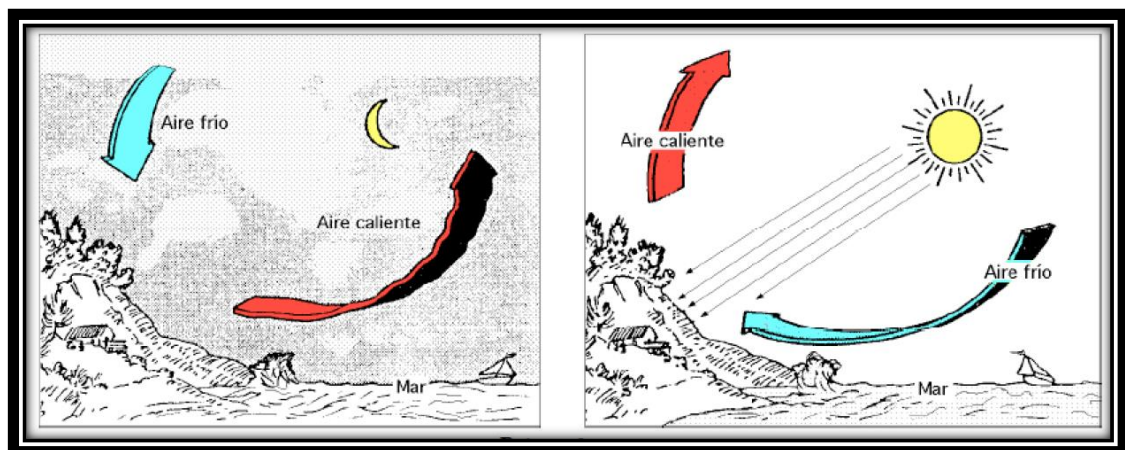
2.2.2. BRISAS.

Una aplicación del axioma anterior es la justificación del movimiento del aire tierra-mar en las costas, o tierra-agua en los lagos durante el día y la noche (Figura 2.6); en las faldas de las montañas el aire se calienta durante el día y se va hacia las alturas, mientras que en la noche el aire frío, más pesado, baja hacia los valles.



Fuente: <http://avesecologaymedioambiente.blogspot.com/2012/08/una-introduccion-al-estudio-del-vuelo.html>

Fig. 2.6. Viento de valles y montañas



Fuente: <http://avesecologaymedioambiente.blogspot.com/2012/08/una-introduccion-al-estudio-del-vuelo.html>

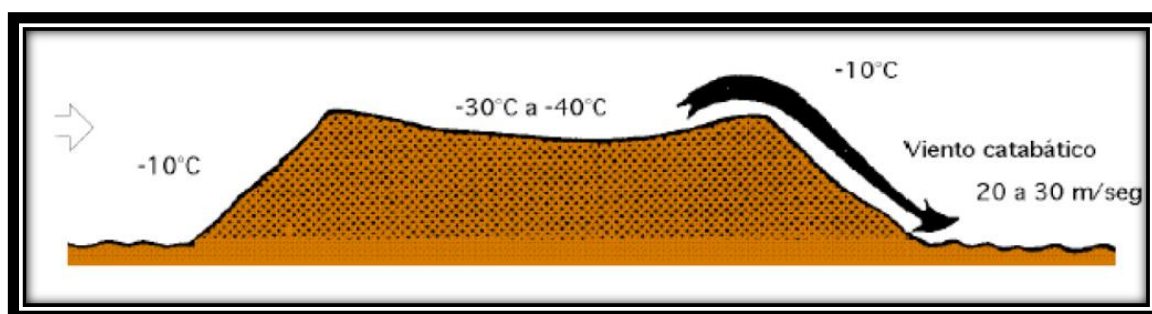
Fig. 2.7. Brisas de mar.

Los movimientos característicos del aire (tierra-mar) en las costas o (tierra-agua) en los lagos durante el día y la noche dan lugar a las brisas como muestra la figura 2.7. El viento diurno o brisa marina, se debe a un descenso hacia la tierra del gradiente de presión barométrica, como consecuencia del calentamiento diurno de la capa inferior del aire que está en contacto con la tierra; como la superficie del mar adyacente no se calienta con tanta intensidad, permanece relativamente más fría. En respuesta al gradiente de presión local, el aire se dirige hacia la tierra a baja altura. La brisa marina es relativamente fría y proporciona un agradable alivio en una estrecha franja de la zona costera en las calurosas tardes del verano.

Por la noche se invierte el gradiente de temperatura debido al más rápido enfriamiento de la superficie del terreno; el gradiente de presión es ahora de la tierra hacia el mar, motivando un flujo de aire hacia el océano (la brisa terrestre). Las condiciones locales influyen considerablemente en el potencial eólico de una zona y puede suceder que dos lugares muy próximos tengan una gran diferencia de condiciones eólicas. Los valles y las zonas entre dos montañas afectan enormemente al citado potencial al aumentar considerablemente la acción del viento, que varía notablemente con la altura. Esta variación es consecuencia de la capa límite que se produce en el contacto de los fluidos viscosos con las superficies (aire y tierra).

2.2.3. VIENTOS CATABÁTICOS Y ANABÁTICOS.

El viento catabático (figura 2.8.), es el producido por el descenso de aire fresco desde regiones elevadas a otras más bajas, en forma de brisas, a través de laderas y valles.



Fuente: <http://www.energiasargentinas.com.ar/tipos%20de%20vientos.htm>

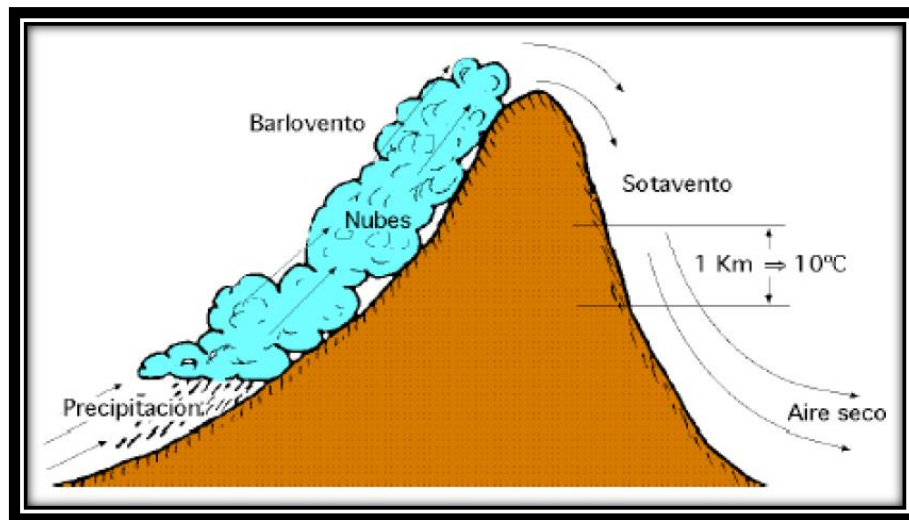
Fig. 2.8. Viento catabático

Este tipo de viento presenta poca relación con las corrientes isobáricas, puesto que viene regido principalmente por la dirección de los valles a través de los cuales desciende. El viento anabático es el que presenta una componente vertical ascendente, siendo el término opuesto a catabático.

2.2.4. FÖHN.

Es un viento fuerte, seco y cálido, que se produce en ocasiones en la ladera de sotavento (contraria a la que sopla el viento) de los sistemas montañosos como se

muestra en la figura 2.19; un Föhn fuerte se presenta precedido por un sistema de bajas presiones que avanza ocasionando fuertes vientos en la troposfera media y alta.

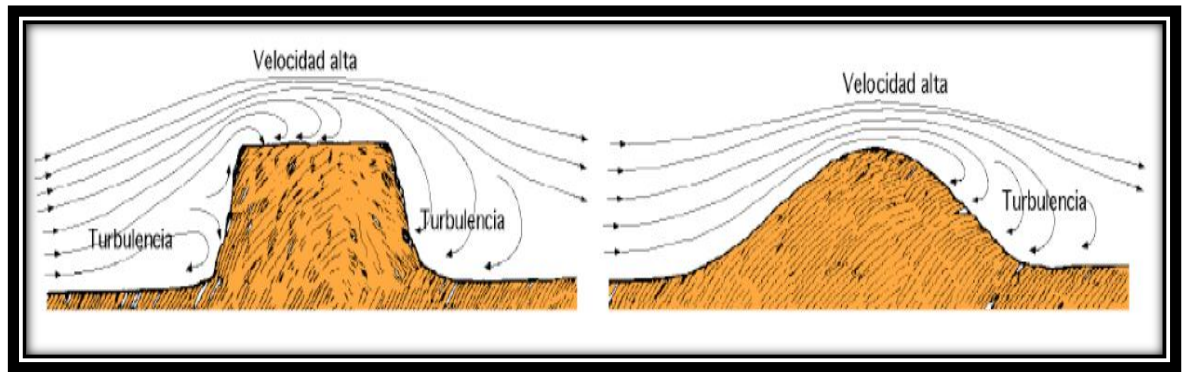


Fuente: <http://www.energiasargentinas.com.ar/tipos%20de%20vientos.htm>

Fig. 2.9.Influencia de obstáculos topográficos sobre la velocidad del viento

Cuando este sistema se acerca a una montaña, el aire sube por la ladera de barlovento, enfriándose por debajo de la temperatura de condensación, formando nubes que se mantienen adosadas a las cimas de las montañas, que provocan precipitaciones, por lo que el contenido de humedad del aire baja y así el aire que desciende por sotavento es seco, calentándose en el descenso a razón de 10°C por km.

También influye en la velocidad del viento la forma del relieve de la superficie de la tierra por donde discurre la corriente. Superficies de pendientes suaves y desnudas de obstáculos son los mejores lugares de potencial eólico como se muestra en la figura 2.10; puesto que se van juntando las líneas de corriente del fluido y hacen que su velocidad aumente.



Fuente: <http://www.energiasargentinas.com.ar/tipos%20de%20vientos.htm>

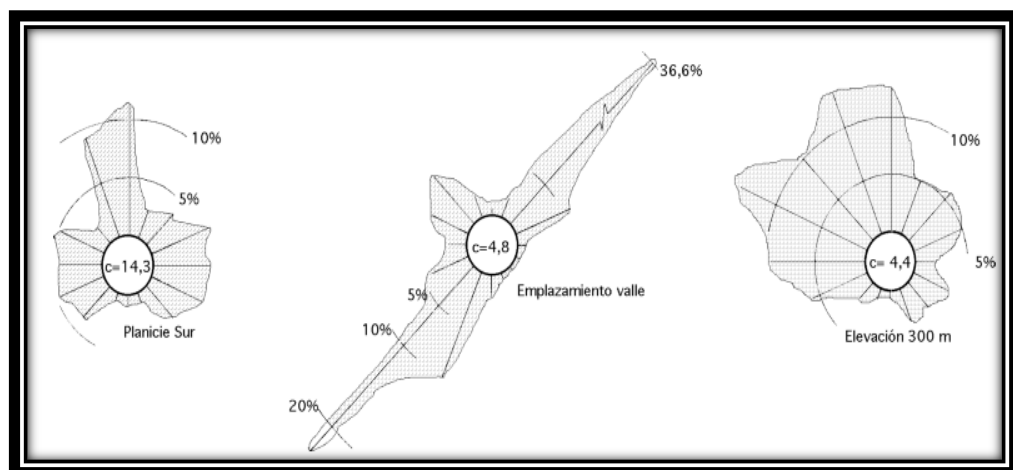
Fig. 2.10.Efecto Föhn

2.3. VELOCIDAD DEL VIENTO.

La dirección del viento y su valoración a lo largo del tiempo conducen a la ejecución de la llamada rosa de los vientos (figura 2.11.).

La velocidad media del viento varía entre 3 y 7,5 m/seg, según diversas situaciones meteorológicas; es elevada en las costas, más de 6 m/seg, así como en algunos valles parcialmente estrechos.

La velocidad media del viento es más débil durante la noche pero aumenta a partir de la salida del Sol.



Fuente: FERNÁNDEZ, Díez, Pedro, Energía Eólica, Editorial Libros
Redsaucé, 4ta Edición, España 2008.

Fig. 2.11. Rosa de viento características para un flujo dominante dentro del valle

Para realizar la medida de las velocidades del viento se utilizan los anemómetros como se muestran en la figura 2.12; existen diversos tipos y se pueden clasificar en anemómetros de rotación y anemómetros de presión.

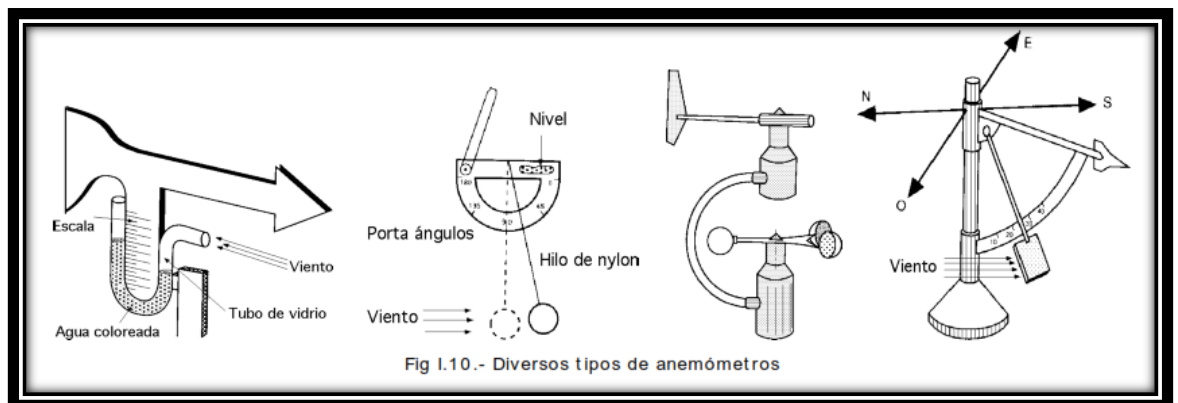
El anemómetro de rotación más característico es el de Papillón, que es un molino de eje vertical con cazoletas en forma de semiesfera o el de aletas oblicuas de Jules Richard.

El anemómetro de presión se basa en el método del tubo de Pitot.

La dirección del viento se comprueba mediante una veleta, mientras que la velocidad se mide con un anemómetro.

Según sea la velocidad se pueden considerar tres tipos de definiciones:

- a) Viento instantáneo; se mide la velocidad del viento en un instante determinado.
- b) Viento medio aeronáutico; se mide la velocidad media durante 2 minutos.
- c) Viento medio meteorológico; se mide la velocidad media durante 10 minutos.



**Fuente: FERNÁNDEZ, Díez, Pedro, Energía Eólica, Editorial Libros
Redsauce, 4ta Edición, España 2008.**

Fig. 2.12. Dispositivos de medición de viento

2.4. LEY EXPONENCIAL DE HELLMANN.

La velocidad del viento varía con la altura, siguiendo aproximadamente una ecuación de tipo estadístico, conocida como ley exponencial de Hellmann, de la forma:

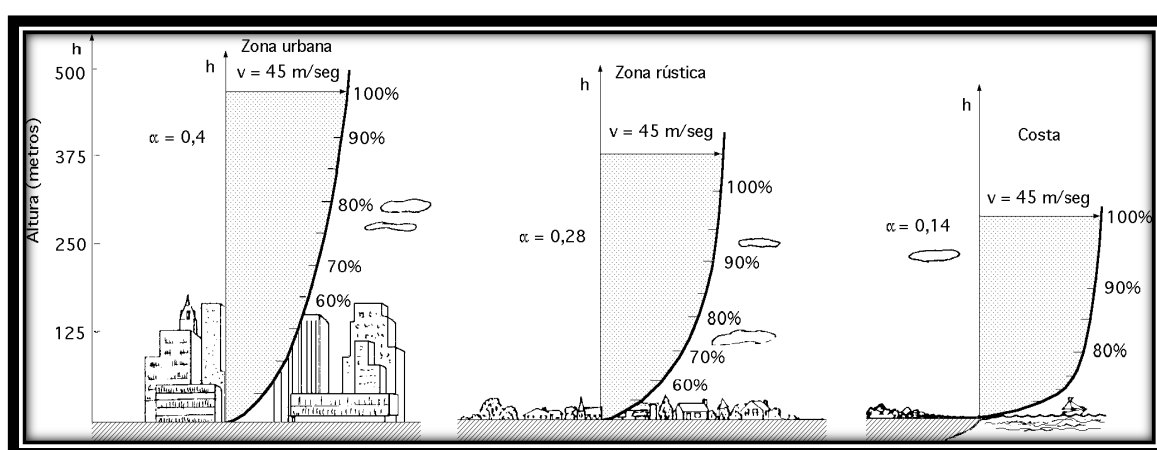
$$V_h = V_{10} \left(\frac{h}{10} \right)^\alpha \quad \text{Ec. 2. 2}$$

En la que V_h es la velocidad del viento a la altura h , V_{10} es la velocidad del viento a 10 metros de altura y α es el exponente de Hellmann que varía con la rugosidad del terreno como se muestra en la tabla 10., y cuyos valores vienen indicados en la tabla siguiente, se indican las variaciones de la velocidad del viento con la altura según la ley exponencial de Hellmann.

Lugares llanos con hielo o hierba	$\alpha = 0,08 \div 0,12$
Lugares llanos (mar, costa)	$\alpha = 0,14$
Terrenos poco accidentados	$\alpha = 0,13 \div 0,16$
Zonas rústicas	$\alpha = 0,2$
Terrenos accidentados o bosques	$\alpha = 0,2 \div 0,26$
Terrenos muy accidentados y ciudades	$\alpha = 0,25 \div 0,4$

Fuente: FERNÁNDEZ, Díez, Pedro, Energía Eólica, Editorial Libros
Redsauce, 4ta Edición, España 2008.

Tabla 10. Valores de exponente de Hellmann en función de la rugosidad del terreno



Fuente: FERNÁNDEZ, Díez, Pedro, Energía Eólica, Editorial Libros
Redsauce, 4ta Edición, España 2008.

Fig. 2.13. Variación de la velocidad del viento (capa límite) con la altura sobre el terreno, según la ley exponencial de Hellmann

Altura sobre el nivel del suelo	v (m/s) $v=v_1*(h/h_1)^{0,4}$
10	7,5
12	8,06
14	8,58
16	9,05
18	9,48
20	9,89

Fuente: Autores

Tabla 11. Velocidad de viento promedio a varias alturas.

2.5. DENSIDAD DEL AIRE

La densidad del aire es un parámetro fundamental a la hora de estimar la producción energética eólica. Cuanto mayor es la densidad de la masa de aire que atraviesa el rotor del aerogenerador, mayor será su contenido energético y por tanto, mayor será la producción eléctrica a obtener.

El producto de la energía cinética de un cuerpo en movimiento es proporcional a su masa o peso. Así, la energía cinética del viento depende de la densidad del aire, es decir, de su masa por unidad de volumen (Tabla 12).

ρ : densidad ($\frac{\text{Kg}}{\text{m}^3}$)

Altitud (metros)	Valores de la densidad del aire ambiente		
	Mínimo (kg/m ³)	Promedio (kg/m ³)	Máximo (kg/m ³)
0	1,1405	1,2254	1,3167
305	1,1101	1,1886	1,2735
610	1,0812	1,1533	1,2302
914	1,0524	1,1197	1,2222
1000	1,0444	1,1101	1,1902
1219	1,0252	1,0861	1,1501
1524	0,9996	1,0556	1,1133
1829	0,9739	1,0236	1,0764
2000	0,9595	1,0076	1,0572
2134	0,9483	0,9931	1,0412
2438	0,9243	0,9643	1,0060
2743	0,8986	0,9355	0,9723
3000	0,8794	0,9115	0,9467
3048	0,8762	0,9082	0,9419

Fuente: Física, <http://ventajanewton.blogspot.com/2011/06/acerca-de-la-pelota-de-tenis.html>

Tabla 12. Variación de la densidad del aire respecto a la altura (m.s.n.m.)

2.6. ENERGÍA DEL VIENTO

La función de los aerogeneradores es interceptar la energía del viento que pasa a través de la zona de barrido del rotor para transformarla así en electricidad.

El viento con una masa m que se mueve a una velocidad v genera energía cinética EC que es calculada mediante la fórmula:

$$Ec = \frac{1}{2}mv^2 \quad \text{Ec. 2. 3}$$

Así, la energía cinética del viento es directamente proporcional a la densidad del aire.

A presión atmosférica normal y a 15° C el aire pesa unos 1.225 kg/m³, aunque la humedad, el calor y las bajas presiones resultan en menores densidades.

2.6.1. FLUJO MÁSICO.

$$\dot{m} = \rho . A . v \quad \text{Ec. 2. 4}$$

Dónde:

\dot{m} = flujo de aire [kg/s]

v = velocidad del viento [m/s]

A = Área de barrido

ρ = densidad del aire

$$\rho = m/v \quad \text{Ec. 2. 5}$$

2.6.2. FLUJO VOLUMÉTRICO.

$$\dot{V} = vA \quad \text{Ec. 2. 6}$$

Al expresar la energía cinética del viento que pasa por el área transversal **A** por unidad de tiempo obtenemos la ecuación para calcular la potencia en el viento **P**.

$$\frac{Ec}{t} = \frac{1}{2} = m v^2 \left(\frac{A}{t} \right)$$

$$P = \frac{1}{2} \dot{m} v^2 (A)$$

$$P = \frac{1}{2} (\rho v) (A) (v^2) \quad \text{Ec. 2. 7}$$

2.6.3. POTENCIA EÓLICA.

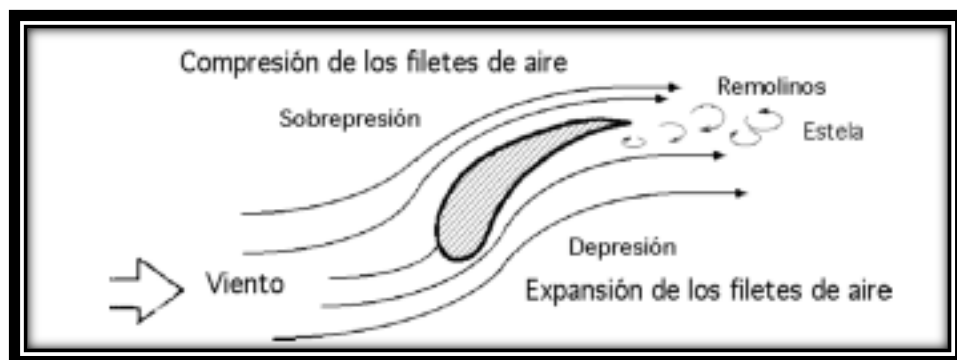
$$P = \frac{1}{2} \rho v^3 A \quad \text{Ec. 2. 8}$$

2.7. FUERZAS SOBRE UN PERFIL

Un objeto situado en el seno de una corriente de aire presenta una resistencia al avance deformando los filetes fluidos, esto depende de la forma del objeto y de su posición con relación a la dirección del viento.

Al estudiar los efectos de la resistencia del aire sobre una pala plana, se observa que la resultante F de las fuerzas aplicadas a la placa es un vector cuyo punto de aplicación es su centro aerodinámico como se muestra en la figura 2.14., (centro de empuje), siendo su dirección perpendicular a la placa, su sentido el del viento y su intensidad proporcional a la superficie A expuesta y al cuadrado de la velocidad del viento v , en la forma:

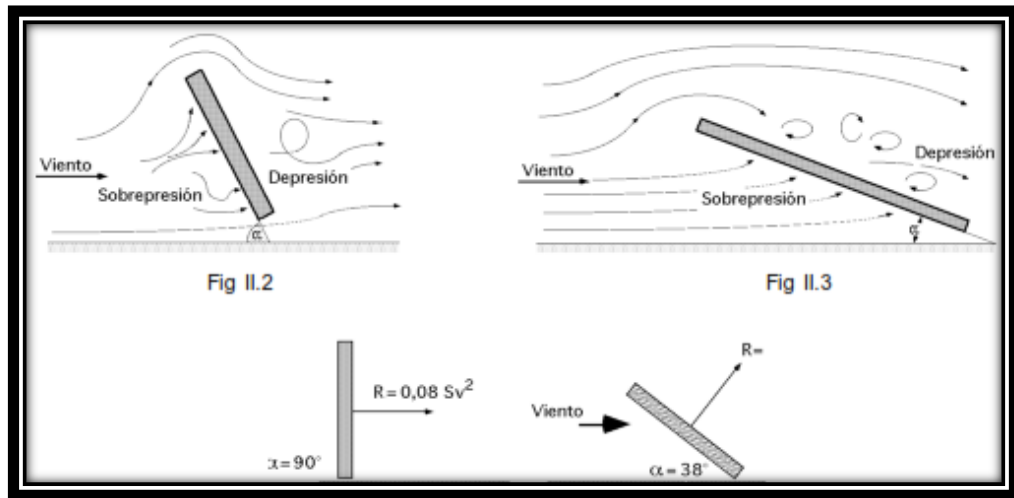
$$F = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot A \cdot v^2 \quad \text{Ec. 2. 9}$$



Fuente: FERNÁNDEZ, Díez, Pedro, Energía Eólica, Editorial Libros
Redsauce, 4ta Edición, España 2008.

Fig. 2.14. Perfil situado en el seno de una corriente

Si el ángulo α que forma el plano de la placa con la dirección del viento es grande, existe una sobrepresión en la parte delantera de la placa y una depresión en sus partes posterior de carácter turbillonario, si el ángulo de incidencia α es pequeño, la sobrepresión aparece en la parte inferior de la placa y la depresión por encima, por lo que aparece una fuerza que tiende a elevarla conocida como fuerza de sustentación como se muestra en la figura 2.15.

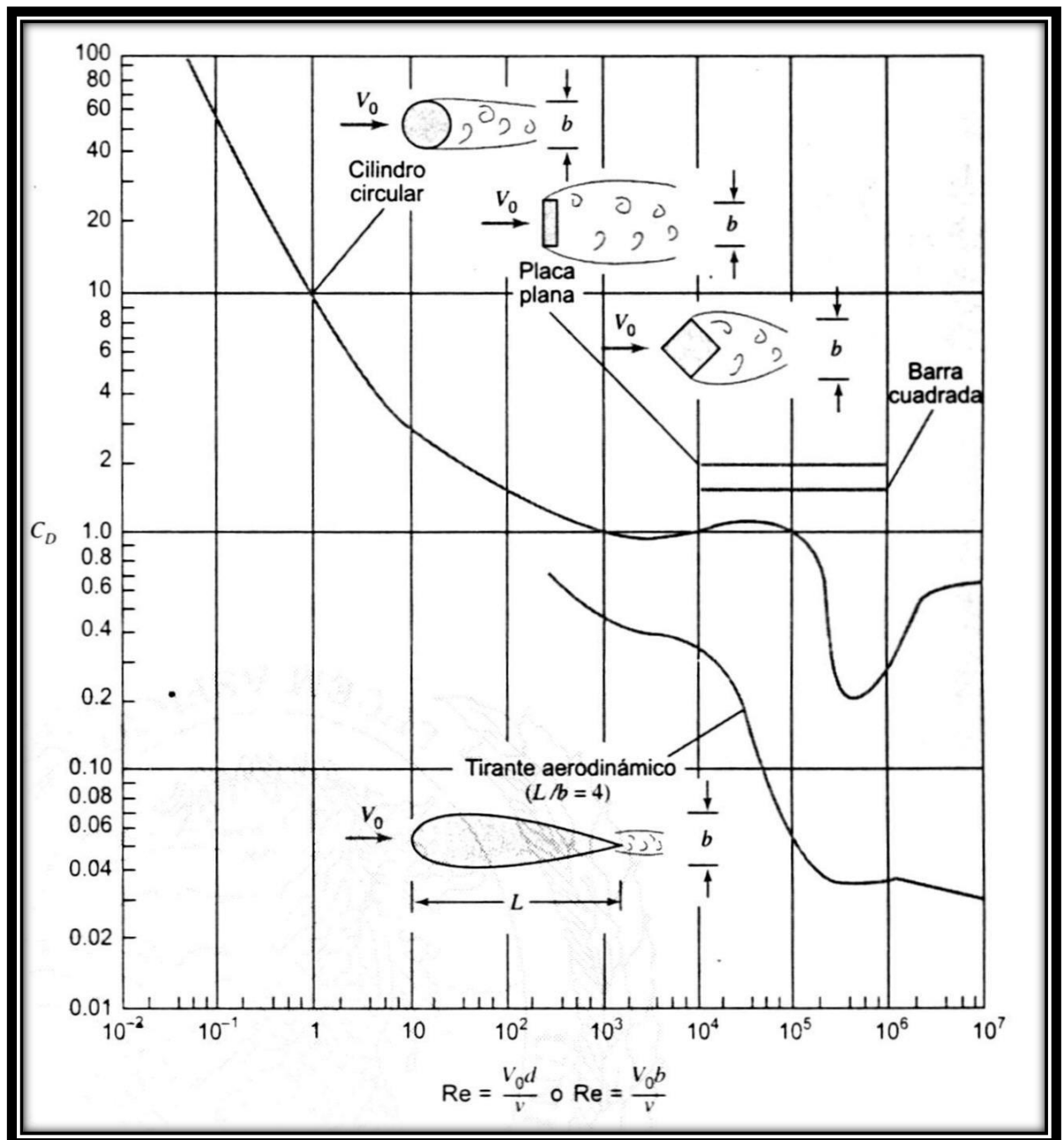


**Fuente: FERNÁNDEZ, Díez, Pedro, Energía Eólica, Editorial Libros
Redsauce, 4ta Edición, España 2008.**

Fig. 2.15. Representación un perfil placa plana con dos tipos de inclinación

Se indican los valores de R observándose que, contra más pequeño sea el ángulo de inclinación α , la resultante R será mayor. Para perfiles planos (fijos) de longitud L paralelos a la velocidad v del viento como se muestra en la tabla 12. El valor del No. De Reynolds es:



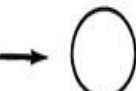






$$Re = \frac{v l}{\nu} \quad \text{Ec. 2. 10}$$



Fuente: MOTT, Robert L., Mecánica de Fluidos, 6ta Edición, Editorial Prentice Hall, México

2006

Tabla 13. Coeficientes de Arrastre de cilindros, placas, barras y alas.

Forma		Número de Reynolds	C_D
Placa plana paralela		$> 10^5$	Véase Fig. 8.8(b)
Placa plana normal		$> 10^3$	2.0
Cilindro circular		Todos	Véase Fig. 8.10
Barra cuadrada		$> 10^4$	2.0
Barra cuadrada		$> 10^4$	1.50
Barra de triángulo equilátero		$> 10^4$	Extremo afilado hacia delante: 1.40 Cara plana hacia delante: 2.0
Sección C		$> 10^4$	2.30
Sección C		$> 10^4$	1.20
Perfil aerodinámico		Varios	(Véase la referencia [5])

Fuente: MOTT, Robert L., Mecánica de Fluidos, 6ta Edición, Editorial Prentice Hall, México

2006

Tabla 14. Coeficientes de resistencia para diversos cuerpos bidimensionales

2.8. EFICIENCIA EÓLICA

La potencia captada por el aerogenerador se define como la diferencia instantánea de la energía cinética del viento antes y después de pasar por el obstáculo en un tiempo δt , y puede ser superior al 59%.

$$P_{cap} = \frac{E_{entrada} - E_{salida}}{\Delta t}$$

$$P_{cap} = \frac{1}{2} \frac{\Delta m_{aire}}{\Delta t} \cdot (v_1^2 - v_2^2) \quad \text{Ec. 2. 11}$$

La masa de aire que pasa por el aerogenerador también se puede definir como el promedio de las velocidades antes y después del obstáculo (aerogenerador).

$$\frac{\Delta m_{aire}}{\Delta t} = \rho \cdot A \cdot \left(\frac{v_1 + v_2}{2} \right)$$

La máxima cantidad de energía mecánica que podemos extraer es la energía cinética del viento, lo cual se verá reflejado en la velocidad del mismo después del aerogenerador V_2 .

Partiendo de esto podemos llegar a las siguientes conclusiones:

1. Si fuera posible extraer toda la energía cinética la velocidad V_2 sería igual a cero, por lo que el viento dejaría de fluir.
2. Para conservar el flujo volumétrico, la sección transversal A tiene que volverse más ancha (Figura 2.16).



Fuente: http://www.motiva.fi/myllarin_tuulivoima/windpower%20web/es/tour/wres/betz.htm

Fig. 2.16. La potencia que se extrae corresponde a la expresión.

$$\begin{aligned}
 P &= \frac{1}{2} \rho (v_1^3 A_1 - v_2^3 A_2) \\
 \rho v_1 A_1 &= \rho v_2 A_2 \\
 P &= \frac{1}{2} \rho v_1 A_1 (v_1^2 - v_2^2) \\
 P &= \frac{1}{2} \dot{m} (v_1^2 - v_2^2)
 \end{aligned}
 \tag{Ec. 2. 12}$$

Sin embargo para asegurar que no ocurra el caso en el que $V_2=0$ se tiene que usar una ecuación para expresar la potencia mecánica. Con base en la ley de conservación del momento, la fuerza con la que el viento que golpea el aerogenerador se puede expresar de la siguiente manera:

$$F = \dot{m} (v_1 - v_2)$$

Y como a “toda acción corresponde una reacción” el aerogenerador responde con una fuerza equivalente en sentido opuesto para contrarrestar el viento con una velocidad v' por lo que se requiere la siguiente potencia:

$$P = F v' = \dot{m} (v_1 - v_2) v' \tag{Ec. 2. 13}$$

La potencia mecánica extraída del aire puede ser derivada mediante la diferencia de potencia antes y después del aerogenerador, así como el empuje y la velocidad del flujo. Igualando las dos ecuaciones se puede llegar a una relación de la velocidad del flujo v' :

$$\frac{1}{2} \dot{m}(v_1^2 - v_2^2) = \dot{m}(v_1 - v_2)v'$$

Entonces en el caso del aerogenerador, la velocidad del flujo v' se vuelve la media aritmética entre v_1 y v_2 :

$$v' = \frac{1}{2}(v_1 + v_2)$$

Y el flujo másico en el aerogenerador:

$$\dot{m} = \rho A v' = \frac{1}{2} \rho A (v_1 + v_2)$$

Con esto, la potencia mecánica en la salida del aerogenerador se obtiene sustituyendo las ecuaciones:

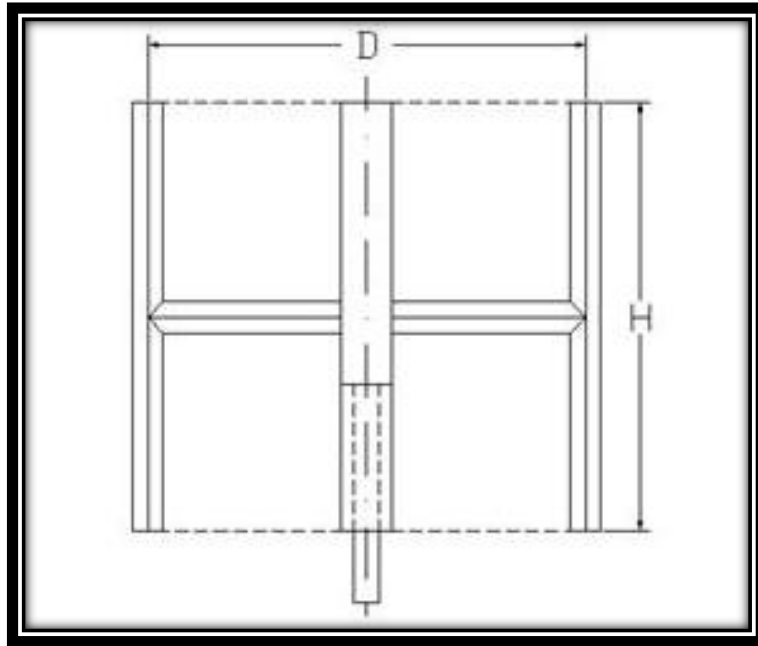
$$P = \frac{1}{2} \left(\frac{1}{2} \rho A (v_1 + v_2) \right) (v_1^2 - v_2^2)$$

$$P_{cap} = \frac{1}{4} \rho A (v_1 + v_2) (v_1^2 - v_2^2) \quad \text{Ec. 2. 14}$$

2.9. ÁREA DE BARRIDO POR EL ROTOR.

Esta área es la superficie total barrida por las palas del rotor, perpendicular a la dirección del flujo como se muestra en la figura 2.17. La potencia en el eje de la turbina es directamente proporcional al área de barrido del rotor. Para máquinas de eje vertical (flujo transversal), con un radio uniforme alrededor del eje de rotación igual a $(D/2)$ y altura H y se determina en la ecuación 2.15:

$$A = D \cdot H \quad \text{Ec. 2. 15}$$

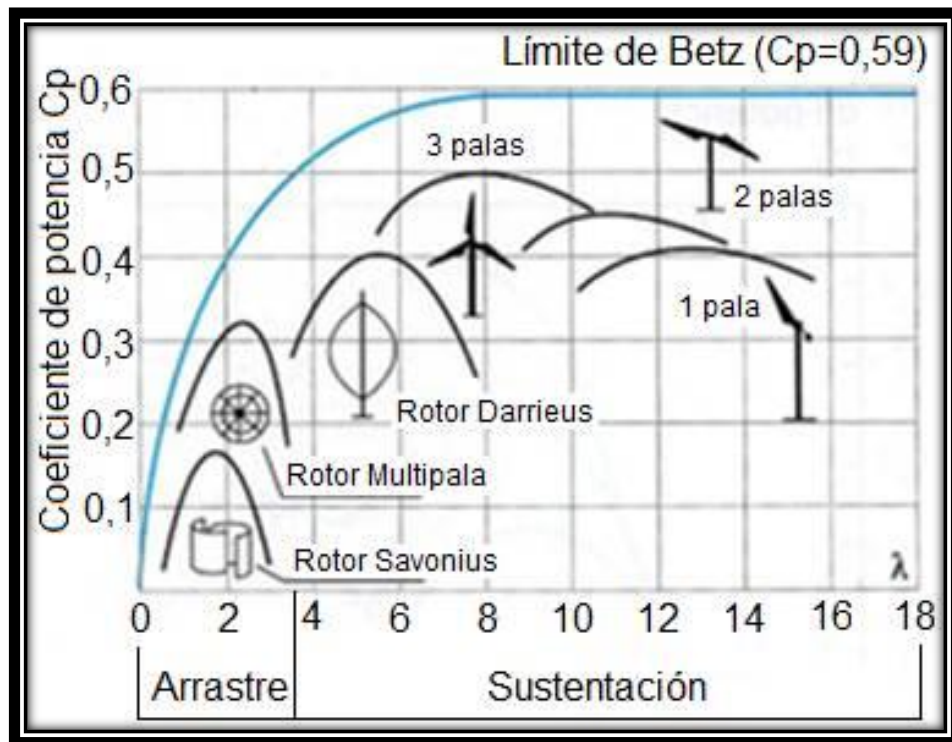


Fuente: <http://www.monografias.com/trabajos94/estudio-diseno-aerodinamico-aerogeneradores-verticales-tipo-giromill2/estudio-diseno-aerodinamico-aerogeneradores-verticales-tipo-giromill22.shtml>

Fig. 2.17. Rotor de eje vertical

2.10. AEROGENERADOR VERTICAL DE MAYOR RENDIMIENTO

El rendimiento de los aerogeneradores varía considerablemente ya que depende de las condiciones del terreno, la velocidad del viento, así como de los modelos de los aerogeneradores. Ninguna máquina eólica puede convertir toda la energía cinética del viento en energía mecánica rotacional. Este límite se ve disminuido por varios elementos que conllevan distintas pérdidas en el proceso de conversión de la energía eólica en energía eléctrica (Figura 2.18).



Fuente: FERNÁNDEZ, Díez, Pedro, Energía Eólica, Editorial Libros
Redsauce, 4ta Edición, España 2008.

Fig. 2.18. Curvas de varios aerogeneradores

Como se puede apreciar en las curvas de la figura 2.18 de coeficiente de potencia (C_p) vs velocidad específica (TSR), el aerogenerador vertical de mayor coeficiente de potencia es el rotor Darrieus ya que alcanza una velocidad rotacional superior a la que impone el viento la cual se acerca bastante a los aerogeneradores de eje horizontal.

Eje	Tipo de Rotor	Rendimiento Máximo	Características
HORIZONTAL	Holandés	0,17	<ul style="list-style-type: none"> -30-60 kW -Alto par de arranque -Velocidades medias(*) -Diseño ineficiente de las palas -4 palas
	Multipala Americano	0,15	<ul style="list-style-type: none"> -0,4-6 kW -Alto par de arranque -Bajas velocidades -Muchas pérdidas -12-15 palas
	Perfil Aerodinámico (hélices)	0,47	<ul style="list-style-type: none"> -0,5-3.200 kW -Bajo par de arranque -Altas velocidades -Alto rendimiento -1 a 3 palas
VERTICAL	Savonius	0,30	<ul style="list-style-type: none"> -0-1,5 kW -No requiere ser orientado -Alto par de arranque -Bajas velocidades -2 a 4 palas
	Darrieus	0,35	<ul style="list-style-type: none"> -5-500 kW -No requiere ser orientado -No arranca solo -Altas velocidades -Buen rendimiento -2 a 3 palas

Fuente: Unidad de Planeación Minero Energética, Guía para la utilización de la energía eólica para generación de energía eléctrica, 2003.

Tabla 15. Rendimiento máximo que tiene cada tipo de rotor eólico.

CAPITULO III

3. INGENIERÍA DEL PROYECTO DISEÑO Y SIMULACIÓN

3.1. INTRODUCCIÓN

En este capítulo se lleva a cabo la ingeniería del proyecto, en el que se realizan todos los cálculos necesarios para dimensionar todos los elementos del equipo constitutivo final. Así, se dimensionará el rotor del generador, que constituye las aspas del aerogenerador, así como el eje, el generador trifásico, los rodamientos necesarios, la estructura de sujeción de las aspas y la torre.

Todos estos cálculos tienen que realizarse de tal manera que el modelo cumpla con su objetivo principal, que tenga una potencia de 500W a la velocidad de diseño para suministrar electricidad a las oficinas de la empresa textil CINTATEX Cía. Ltda.

Con los cálculos realizados en este capítulo, se han llevado a cabo los planos técnicos del aerogenerador.

3.2. CÁLCULO Y DIMENSIONAMIENTO DEL ROTOR DEL AEROGENERADOR.

3.2.1. DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD DE DISEÑO.

En el cálculo y dimensionamiento del rotor, se deberá conocer es la velocidad del viento para la cual se va a dimensionar y con la que se van a realizar todos los cálculos. Para elegir esta velocidad de diseño del aerogenerador se tendrán en cuenta los datos de viento de la provincia de Pichincha en la zona de Conocoto en donde se ubicará el aerogenerador.

PROVINCIA	RANGO VELOCIDAD m/s	ÁREA [km ²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	FACTOR DE CAPACIDAD	ANUAL [GWh/año]	VIENTO [m/s]	ÁREA [km ²]	POTENCIA INSTALABLE [MW]	ANUAL [GWh/año]
Carchi	7,0 - 7,5	1,24	3,72	0,20	6,39	> 7	4,60	13,80	23,69
	7,5 - 8,0	1,56	4,68	0,25	10,04	> 7,5	3,36	10,08	21,63
	8,0 - 8,5	0,96	2,88	0,30	7,42	> 8	1,80	5,40	13,91
	> 8,5	0,84	2,52	0,35	7,57	> 8,5	0,84	2,52	7,57
Imbabura	7,0 - 7,5	2,46	7,39	0,20	12,68	> 7	6,32	18,95	32,54
	7,5 - 8,0	1,75	5,24	0,25	11,26	> 7,5	3,86	11,57	24,83
	8,0 - 8,5	1,47	4,40	0,30	11,34	> 8	2,11	6,32	16,28
	> 8,5	0,64	1,92	0,35	5,77	> 8,5	0,64	1,92	5,77
Pichincha	6,5 - 7,0	0,39	1,16	0,20	1,99	> 6,5	41,19	123,58	212,18
	7,0 - 7,5	21,25	63,76	0,20	109,48	> 7	40,81	122,42	210,18
	7,5 - 8,0	12,01	36,02	0,25	77,31	> 7,5	19,55	58,65	125,88
	8,0 - 8,5	5,08	15,23	0,30	39,23	> 8	7,54	22,63	58,29
	> 8,5	2,47	7,40	0,35	22,23	> 8,5	2,47	7,40	22,23

Fuente: Ministerio de energías Renovable. Atlas Eólico Ecuador

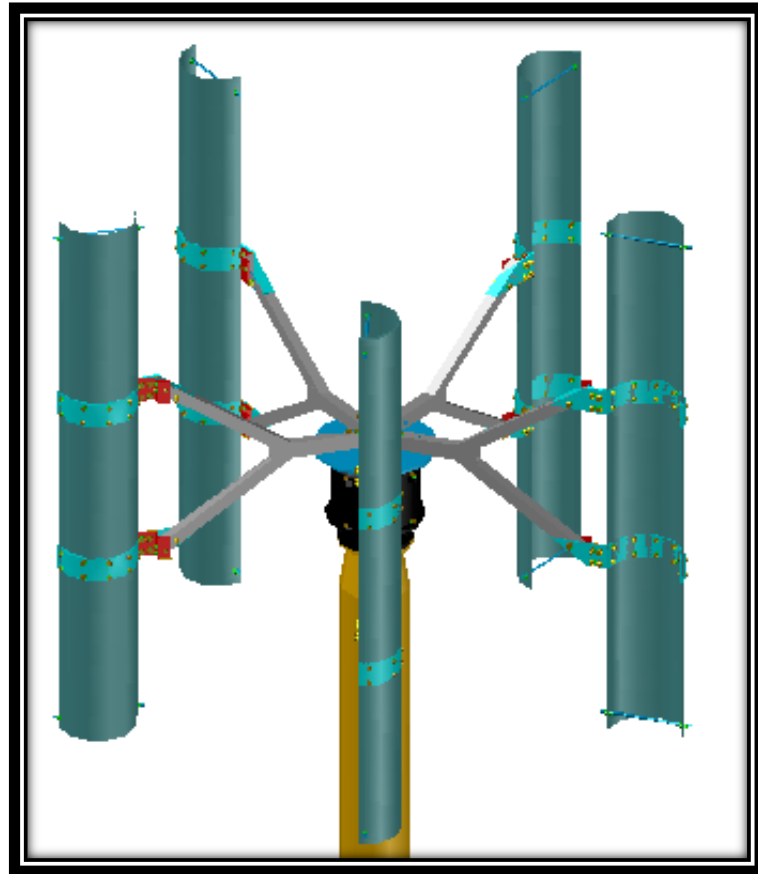
Tabla 16.Vientos en la provincia del pichincha

Analizando la tabla 16., se selecciona como velocidad de diseño 7m/s, ya que se trata de una velocidad de viento intermedia entre la máxima y la mínima. Aunque no se dé muy a menudo, si a la frecuencia de ésta se le suman las frecuencias de velocidades cercanas (entre 6.5 m/s y 8.5 m/s) se observa que el porcentaje de tener estos vientos es bastante elevado.

Realizado el dimensionamiento del rotor, se calcula la energía en KW/h que puede producir un aerogenerador de esas características dispuesto en este lugar, utilizando los datos de la distribución Weibull de viento correspondiente.

3.2.2. DETERMINACIÓN DE LA FORMA DEL AEROGENERADOR

El aerogenerador a desarrollar en el proyecto se ha elegido un tipo Giromill como se muestra en la figura 3.1., con palas semicilíndricas, funciona como un dispositivo de arrastre, en el cual su funcionamiento se basa en las fuerzas aerodinámicas en distintas posiciones que ejerce sobre las aspas.



Fuente: Autores

Fig. 3.1. Prototipo Aerogenerador Vertical tipo Giromill.

3.3. GENERACIÓN DE ENERGÍA MEDIANTE EL ARRASTRE.

La fuerza aerodinámica que ejerce una corriente de aire sobre un objeto es:

$$F = \frac{1}{2} C \cdot \rho \cdot A \cdot v^2 \quad \text{Ec. 3. 1}$$

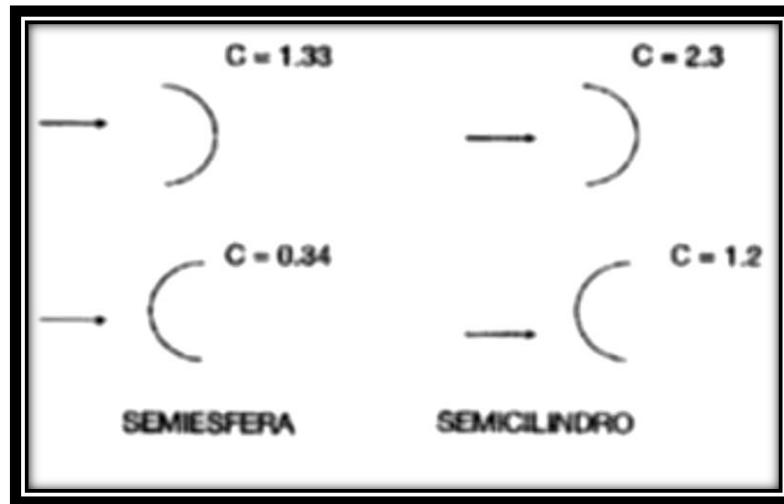
Dónde:

C: coeficiente aerodinámico

ρ : densidad

A: área transversal

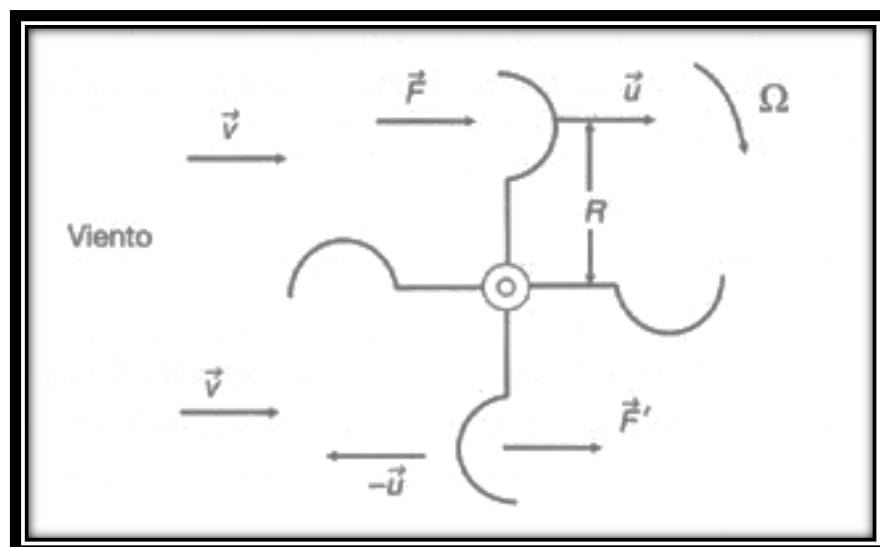
v: velocidad relativa del aire respecto al objeto



Fuente: VILLARRUBIA, Miguel, Energía Eólica, Editorial CEAC, 6ta Edición, Barcelona-España, 2004

Fig. 3.2. Valores del coeficiente aerodinámico de resistencia C para una semiesfera y un semicilindro.

El rotor está formado por un conjunto de aspas en forma de cazoletas semicilíndricas colocadas de la forma en que se indica en la figura 3.3., la acción del viento originará fuerzas distintas en la parte cóncava y convexa de estas cazoletas, lo que dará lugar a un par que provocará el giro del rotor como lo que se propone en nuestro diseño.



Fuente: VILLARRUBIA, Miguel, Energía Eólica, Editorial CEAC, 6ta Edición, Barcelona-España, 2004

Fig. 3.3. Acción del viento sobre un rotor de arrastre diferencial.

Obteniendo dos fuerzas, F y F' , que actúan en las cazoletas opuestas, que vendrán determinadas por las siguientes expresiones:

$$F = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot A \cdot (v - u)^2 \quad \text{Ec. 3. 2}$$

$$F' = \frac{1}{2} C_p \cdot \rho \cdot A \cdot (v + u)^2 \quad \text{Ec. 3. 3}$$

Dónde:

u : velocidad lineal de las cazoletas ($u = \omega R$)

v : velocidad absoluta del viento

$v - u$: velocidad relativa del viento en la cazoleta superior

$v + u$: velocidad relativa del viento en la cazoleta opuesta

La potencia que desarrolla el flujo de viento sobre el rotor será el producto de la fuerza neta por la velocidad lineal de las cazoletas. Por lo que quedará de la siguiente forma:

$$P = (F - F')u = \frac{1}{2} \rho A u [C_p (v - u)^2 - C_p' (v + u)^2]$$

El valor de esta potencia se hace máximo para una velocidad lineal (u_m), obtenida de derivar la expresión anterior e igualarla a cero. El resultado de esta velocidad es:

$$u_m = v \frac{\left(2a \pm (4a^2 - 3b^2)^{\frac{1}{2}}\right)}{3b} \quad \text{Ec. 3. 4}$$

Donde

$$a = C + C'$$

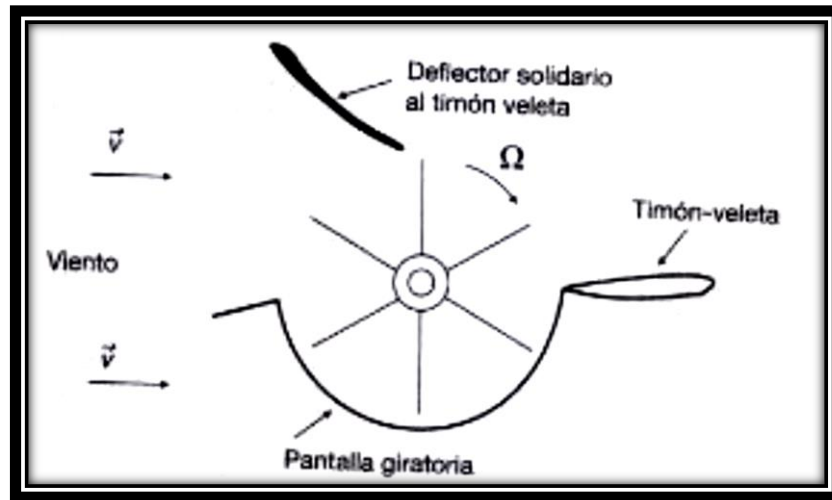
$$b = C - C'$$

Por desarrollos teóricos y comprobaciones empíricas se sabe que los coeficientes C y C' . Para palas de rotor semicilíndricas tienen un valor de $C_p = 2,3$ y $C_p' = 1,2$.

Por lo que la potencia máxima quedaría:

$$P_{max} = 0.074 \left[\frac{1}{2} \rho A v^3 \right] \quad \text{Ec. 3.5}$$

En esta expresión se observa que el coeficiente de potencia (C_p) es muy pequeño, por lo que sería necesaria un área muy grande para conseguir la potencia deseada por el aerogenerador. Por ello, se realizaron estudios sobre el aerogenerador Savonius de este tipo y se llegó a la conclusión de que colocando un apantallamiento, direccionado mediante un sistema de timón-veleta, el coeficiente de potencia aumentaba considerablemente (figura 3.4.).



Fuente: VILLARRUBIA, Miguel, Energía Eólica, Editorial CEAC, 6ta Edición, Barcelona-España, 2004

Fig. 3.4. Rotor de arrastre diferencial provisto con una pantalla giratoria que impide la acción del viento sobre los álabes inferiores.

El apantallamiento consigue eliminar el efecto nocivo de la fuerza F' que actúa sobre la cazoleta inferior, la cual se mueve en sentido opuesto a la velocidad del viento. De esta forma la fuerza F' se anula y la velocidad u_m a la que se consigue la potencia máxima es $u_m = \frac{v}{3}$ por lo que la potencia máxima conseguida en este caso es:

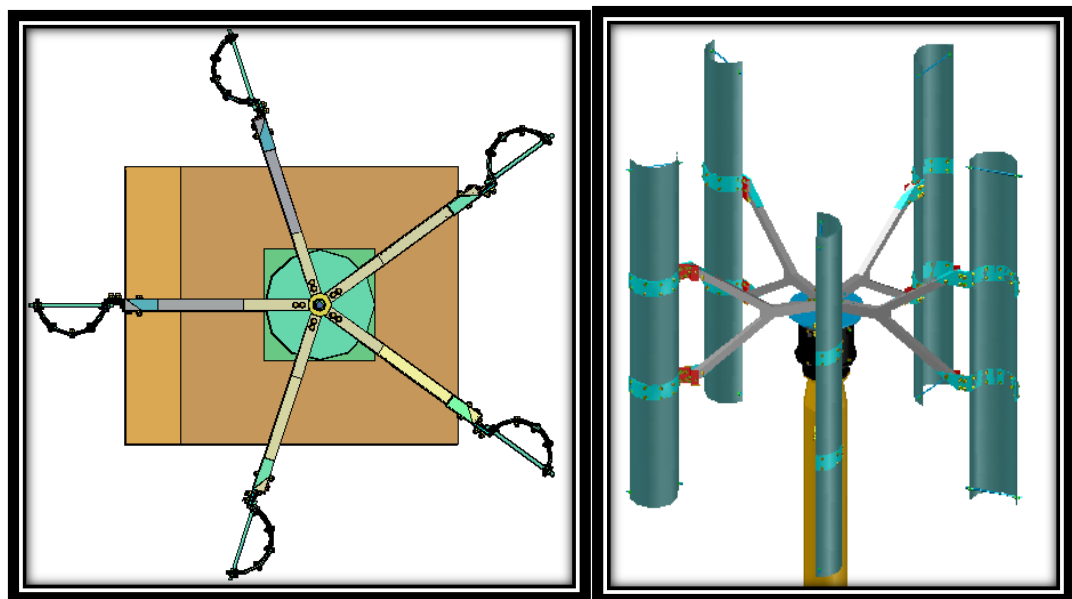
$$P_{max} = 0.341 \left[\frac{1}{2} \rho A v^3 \right]$$

Se observa que el C_p en este caso es mucho mayor. Sin embargo, el hecho de colocar un apantallamiento que esté direccionado mediante una veleta, hace que desaparezca una de las principales ventajas de los aerogeneradores de eje vertical, que funcionan con cualquier dirección del viento, es decir, que no necesitan veleta.

Por ello, aunque la eficiencia mejora, en este proyecto se va a optar por otro diseño del Savonius que tenga un C_p razonable y que no necesite un sistema de protección mediante direccionamiento del viento, ya que esto complicaría bastante el diseño del equipo.

3.3.1. ANÁLISIS DEL ROTOR PARA UN MODELO DE CINCO ASPAS

El rotor y las aspas en forma de cazoletas semicilíndricas colocadas en la forma como muestra la figura 3.5., la acción del viento originará fuerzas distintas en la parte cóncava y convexa lo que dará como resultado el giro del rotor.



Fuente: Autores

Fig. 3.5. Prototipo Aerogenerador Vertical cinco aspas

Previo a calcular la sumatoria de momentos vamos a definir que es la fuerza de arrastre, es la fuerza sobre un cuerpo provocado por un fluido que resiste el movimiento en dirección del recorrido del cuerpo.

$$FD = \text{Fuerza de arrastre} = Cd \frac{1}{2} (\rho v^2) A$$

Ec. 3. 6

Dónde:

Cd : Coeficiente de arrastre

ρ : Densidad del fluido

v : Velocidad del viento.

A : Área de superficie de contacto

Para obtener el coeficiente de rozamiento se puede utilizar de tablas que es una de las formas más convenientes si es el caso de que existiera el perfil a utilizar, o el mayormente utilizado el calcular el Número de Reynolds para interpretar en tablas el Cd .

$$NR = \frac{v * L}{\nu}$$

Ec. 3. 7

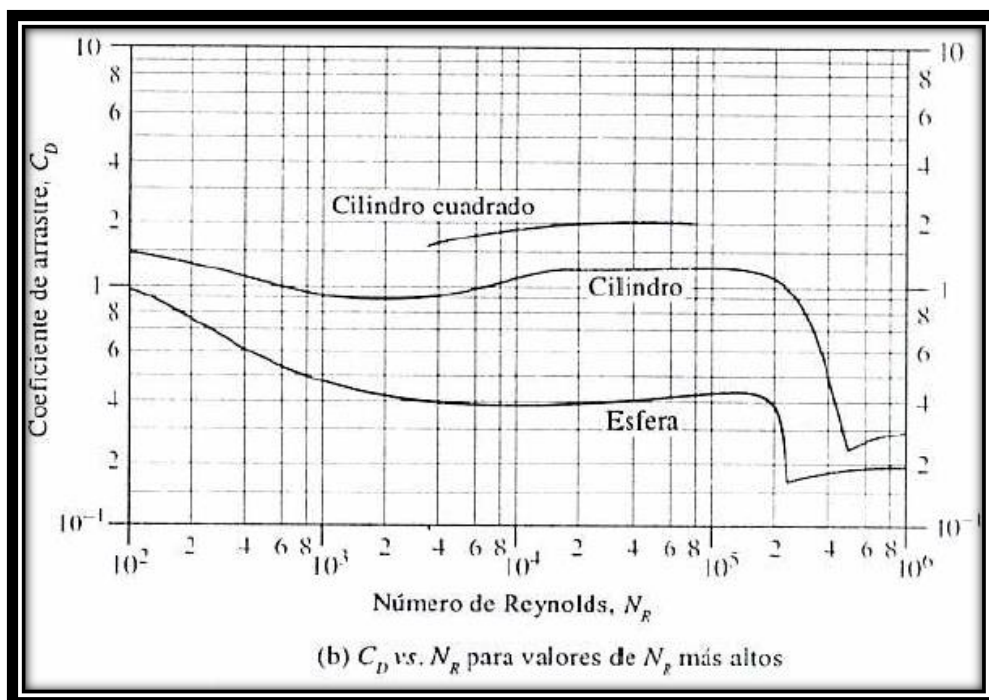
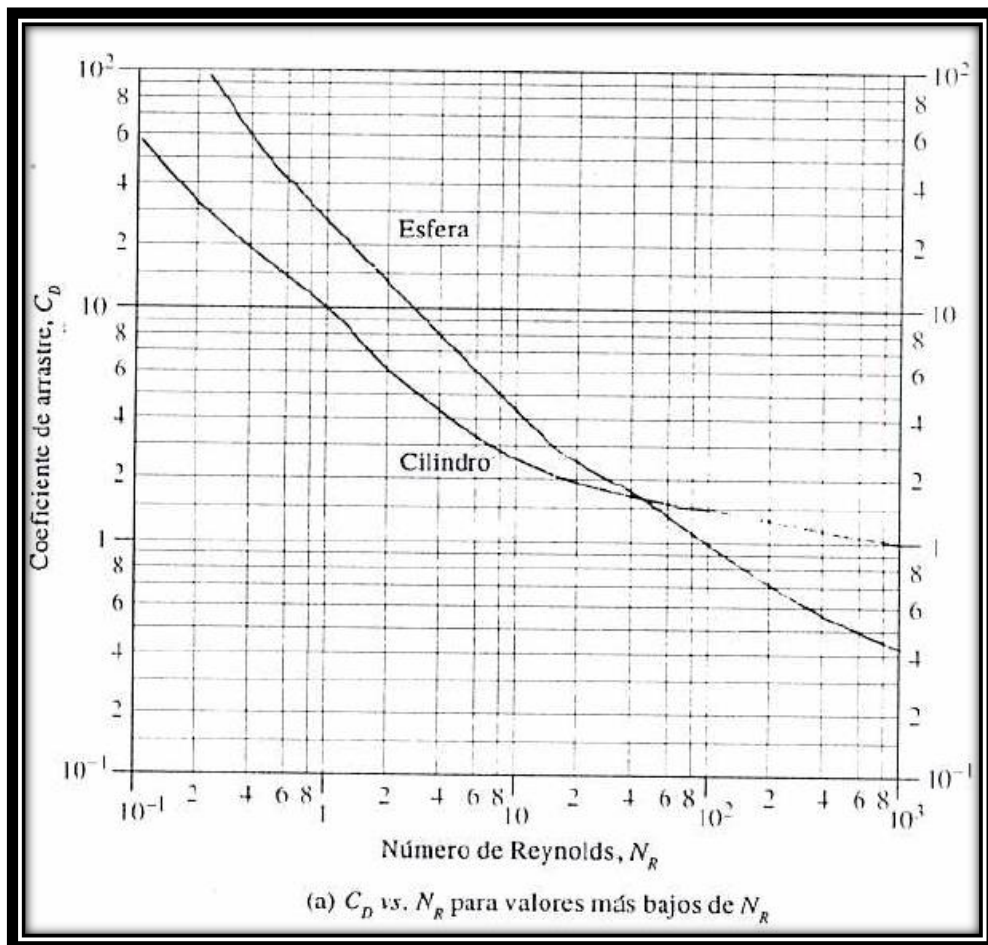
Dónde:

v : Velocidad del fluido

L : longitud del cuerpo paralelo a la dirección del flujo

ν : viscosidad cinemática

Existen dos tipos de tablas de interpretación para Cd de alto y bajo Número de Reynolds, como muestra en la tabla 17:

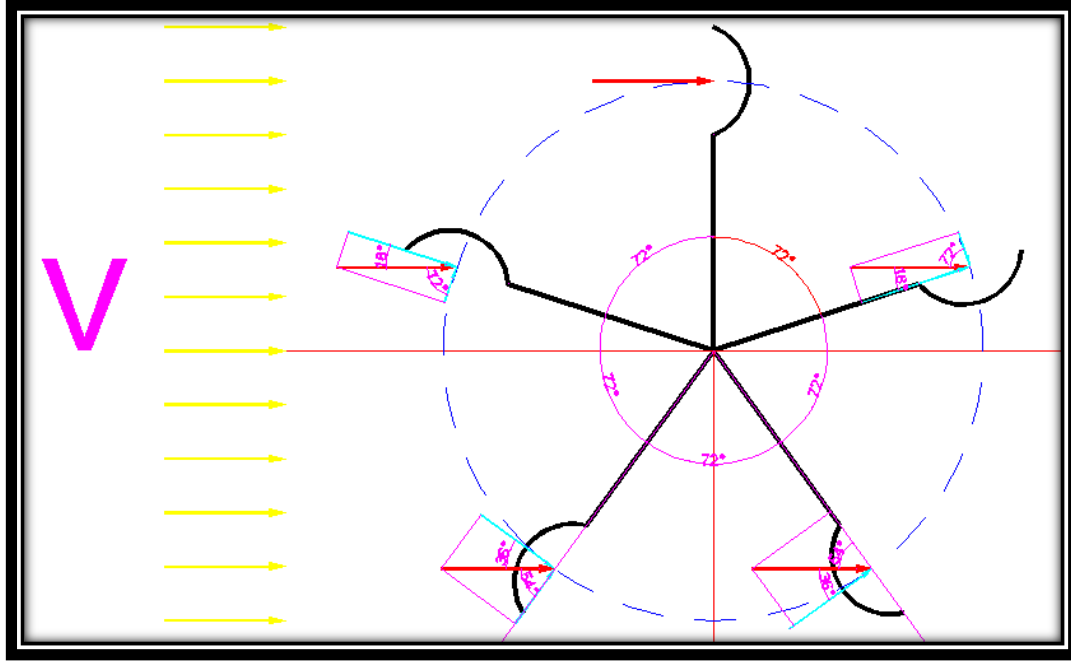


Fuente: MOTT, Robert L., Mecánica de Fluidos, 6ta Edición, Editorial Prentice Hall, México

2006

Tabla 17. Tablas de cálculo de Número de Reynolds en base al C_d

Con los datos antes mencionados se procede a realizar el análisis de momentos dentro del diseño que consta de 5 aspas.



Fuente: Autores

Fig. 3.6. Analisis de fuerzas

$$\sum Mo = MA + MB - MC - MD + ME \quad \text{Ec. 3. 8}$$

$$\begin{aligned} \sum Mo = & \left[Ca \frac{1}{2} \rho (V - WR)^2 x AR \right] + \left[Ca \frac{1}{2} \rho (V \cos 72 - WR)^2 x AR \right] \\ & - \left[Cb \frac{1}{2} \rho (V \cos 36 + WR)^2 x AR \right] - \left[Cb \frac{1}{2} \rho (V \cos 36 + WR)^2 x AR \right] \\ & + \left[Ca \frac{1}{2} \rho (V \cos 72 - WR)^2 x AR \right] - MR \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \sum Mo = & \frac{1}{2} \rho AR [Ca(V - WR)^2] + [Ca(V \cos 72 - WR)^2] \\ & - [Cb(V \cos 36 + WR)^2] - [Cb(V \cos 36 + WR)^2] \\ & + [Ca(V \cos 72 - WR)^2] - MR \end{aligned}$$

$$\sum Mo = \frac{1}{2} \rho AR [Ca(V - WR)^2] + 2[Ca(V \cos 72 - WR)^2] - 2[Cb(V \cos 36 + WR)^2] - MR.$$

Resolviendo la sumatoria obtenemos un polinomio de segundo grado.

$$0 = V^2(1,19 Ca - 1,308 Cb) - 3,236 VWR(Ca + Cb) + W^2R^2(3Ca + 2Cb)$$

$$V^2 = \frac{3,236 WR(3,42) \pm \sqrt{1 * (3,236WR)^2(Ca + Cb)^2 - 4(1,19 Ca - 1,308 Cb)(W^2R^2(3(Ca + 2Cb)))}}{2(1,19 Ca - 1,308 Cb)}$$

$$V = WR \frac{(11,07 \pm 8,72)}{2,54}$$

$$V = 0,92 * WR$$

$$V = 8,37 \frac{rad}{s} * 1m * 0,93$$

$$V = 7,7 m/s$$

Con el siguiente diseño se cumple con lo requerido. Por un lado, se consigue el diseño propuesto, con un valor bastante razonable, y además no necesita veleta para direccionar el viento. Por ello, este va a ser el diseño elegido para la realización del proyecto.

3.4. DETERMINACIÓN DE LAS DIMENSIONES DEL ROTOR

El dimensionamiento de la máquina debe realizarse para la velocidad de diseño determinada en el subcapítulo anterior. De esta forma, a esa velocidad la potencia que producirá el aerogenerador será 500W.

La potencia extraíble del viento viene determinada por la siguiente expresión:

$$P = \frac{1}{2} A \rho v^3$$

Sin embargo, como ya se ha explicado, que por la Ley de Betz es imposible que una máquina extraiga toda esta potencia del viento. Así, la potencia extraída por el aerogenerador dependerá de su coeficiente de potencia:

$$P_{aerog} = C_P P_v$$

$$P_{aerog} = C_P P_v = C_P \frac{1}{2} A \rho v^3$$

Y la potencia final que se conseguirá dependerá también de los rendimientos tanto del generador eléctrico como del sistema de transmisión. Por lo que la expresión de la potencia eléctrica conseguida final quedará de la siguiente forma:

$$P_{aerog} = \eta_e \eta_t P_{aerog} = C_P \frac{1}{2} A \rho v^3 \eta_e \eta_t$$

Los datos para este caso concreto son los siguientes:

$$C_P = 0,55$$

$$\rho = 1,225 \text{ Kg/m}^3$$

$$v = 7,5 \text{ m/s}$$

$$\eta_e = 0,98$$

$$\eta_t = 0,98$$

$$P_{elect} = 500 \text{ W}$$

Por lo que el área necesaria para producir esa potencia será:

$$P_{elect} = C_P \frac{1}{2} A \rho v^3 \eta_e \eta_t$$

Despejando A:

$$A = \frac{2 P_{elect}}{C_P \rho v^3 \eta_e \eta_t}$$

$$A = \frac{2 \cdot 500 \text{ w}}{0,55 (1,225 \frac{\text{kg}}{\text{m}^3}) (7,5 \frac{\text{m}}{\text{s}})^3 0,98 \cdot 0,98}$$

$$A = 3,6 \text{ m}^2$$

Entonces la potencia máxima extraída por el viento:

$$P = \frac{1}{2} A \rho v^3$$

$$P = \frac{1}{2} 3,6 (1,225)(7)^3$$

$$P = 756,32 \text{ watts}$$

En el caso de los rotores, esta área es el área barrida por el rotor, está determinada por:

$$A = D \cdot H$$

Dónde:

$$D = 2 \text{ m}$$

$$H = \frac{A}{D}$$

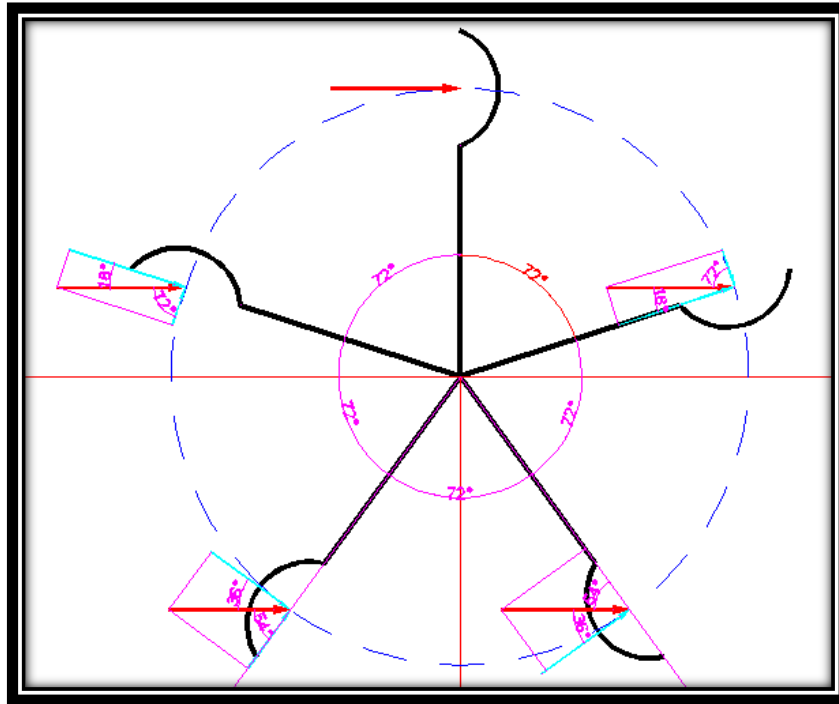
$$H = \frac{3,6 \text{ m}^2}{2 \text{ m}}$$

$$H = 1,8 \text{ m}$$

Por lo que las dimensiones del rotor serán:

$$D = 2 \text{ m}$$

$$H = 1,80 \text{ m}$$



Fuente: Autores

Fig. 3.7. Analisis de fuerzas

El área de barrido es directamente proporcional a la potencia eólica generada por que a mayor número de aspas se obtiene una mayor área de captación a consecuencia de la fuerza del viento.

3.5. TRANSMISIÓN DE POTENCIA.

La transmisión de potencia esta define como el trabajo que realiza en función de la unidad del tiempo; que para nuestro caso es el potencial eólico.

El trabajo transmitido por el aspa en el giro es igual al par de torsión aplicado por la velocidad angular ejercida durante un tiempo instantáneo.

$$P = \frac{Td\theta}{dt}$$

Dónde:

$$\frac{d\theta}{dt} = w$$

P = Potencia que se quiere generar (en W)

T = Par motor (en N·m)

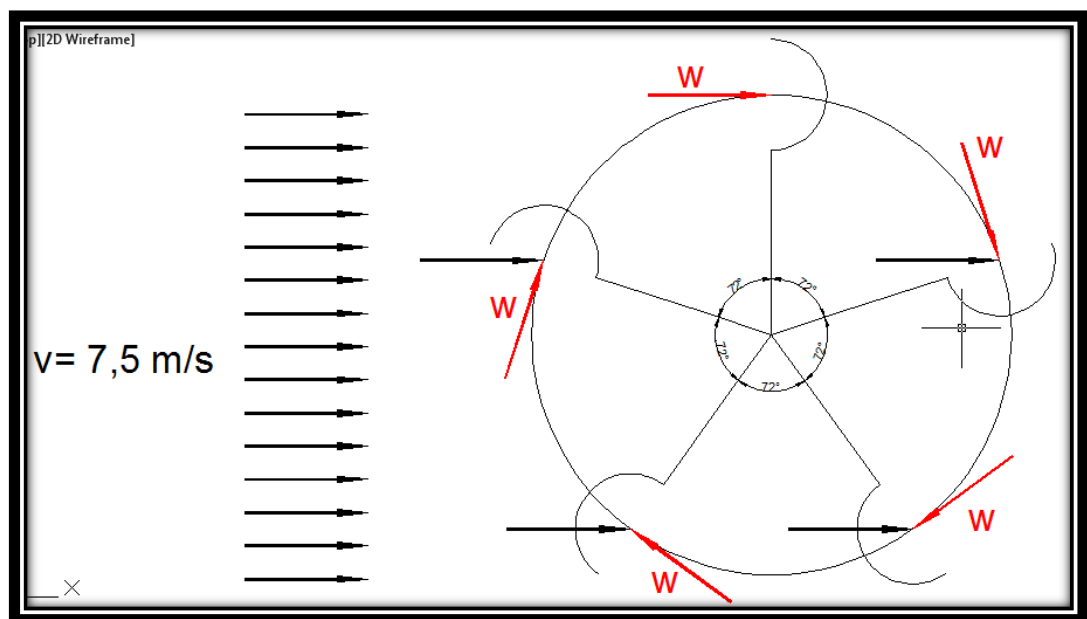
w = Velocidad angular (en rad/s)

Por lo tanto:

$$P = T w$$

3.5.1 DETERMINACIÓN DE LA VELOCIDAD DE ROTACIÓN Y TORQUE.

Para obtener la velocidad a la que gira el rotor se utiliza la siguiente expresión:



Fuente: Autores

Fig. 3.8. Velocidad angular

$$w = \frac{V}{r}$$

$$w = \frac{7,5 \frac{m}{s}}{1 m}$$

$$w = 7,5 \frac{rad}{s}$$

Dónde:

A : velocidad específica (velocidad tangencial de la pala/velocidad del viento)

w : velocidad angular [rad/s]

R : radio del rotor del aerogenerador [m]

v : velocidad de diseño del viento [m/s]

Torque necesario para el aerogenerador será:

$$P = T \cdot w$$

$$T = \frac{P}{w}$$

$$T = \frac{756.32 W}{7,5 \frac{rad}{s}}$$

$$T = 101 Nm$$

En el caso de aerogeneradores la velocidad específica a la que se consigue un TSR de alrededor de 1,1. Siendo el número de revoluciones necesarias para el generador:

$$w = \frac{\lambda v}{R}$$

$$n = \frac{w \cdot 60}{2\pi}$$

$$n = \frac{\left(\frac{1,1 \cdot 7,5}{1}\right) \cdot 60}{2\pi}$$

$$n = 80 rpm$$

3.6. ESTUDIO DE LAS PALAS DEL AEROGENERADOR

La elección adecuada de palas del aerogenerador se realizó tomando en cuenta la

forma y el tipo de material según la ingeniería aeronáutica, lo más recomendable para su fabricación es:

- Aluminio
- Titanio
- Acero
- Materiales compuestos (fibra de vidrio, de carbón y fibras de aramidas).

Las principales características que debe poseer el tipo de material a utilizar son:

- Peso específico (g/cm^3)
- Límite de esfuerzos (N/mm^2)
- Módulo de elasticidad (KN/m^2)
- Longitud de rompimiento (Km)
- Módulo de elasticidad relacionado con el peso específico.
- Esfuerzo de fatiga admisible después N ciclos de carga (N/mm^2).

3.6.1. DISEÑO EN ALUMINIO.

El aluminio es utilizado en la construcción de aeronaves, ya que es un material con altos esfuerzos y el cual tiene una ventaja del 30 % en peso comparado con el acero. Los buenos esfuerzos de fatiga y la resistencia a la corrosión son otra ventaja importante.

Para llevar a cabo el estudio sobre las palas del rotor del aerogenerador, será necesario conocer el valor de todas las fuerzas que actúan sobre las palas. Así se determinará el espesor que deberán tener éstas para que no se produzcan deformaciones.

Inicialmente se considera un espesor determinado de las palas, se hallan las fuerzas que actúan en éstas y después de realizar el estudio, se valora si el espesor elegido es

válido para el correcto funcionamiento de las palas o se debería aumentar o disminuir su tamaño.

El espesor seleccionado inicialmente es de $e=1,2\text{mm}$.

Las fuerzas que actúan en las palas son la fuerza del viento y la fuerza centrífuga.

Para el cálculo de las fuerzas se considera un modelo simplificado de las palas. Así, se considera que la forma de las mismas consta de una parte curva en forma de semicircunferencia.

Considerando el espesor de las palas $e=1,2\text{mm}$, el radio de la parte curva será:

$$R_E = 25\text{cm}$$

A continuación, se realiza el cálculo de la fuerza del viento y de la fuerza centrífuga.

3.6.2. FUERZA DEL VIENTO.

El viento al chocar contra las palas del aerogenerador genera una presión en éstas que viene determinada por la siguiente expresión:

$$P = \frac{1}{2} \rho v^2$$

Dónde:

p : densidad del aire

v : velocidad del viento

Los cálculos se van a realizar para las condiciones más desfavorables. Por ello, la velocidad de viento se considera 12m/s , la cual se da en el caso de ráfagas de viento, aunque éstas no sean muy comunes, la estructura del aerogenerador deberá soportarlas en determinados momentos muy puntuales.

Así, la presión ejercida por el viento será:

$$P = \frac{1}{2} 1,225 \cdot 12^2$$

$$P = 88,2 \text{ Pa}$$

3.6.3. FUERZA CENTRÍFUGA.

La fuerza centrífuga se debe a la rotación del aerogenerador y es la que tiende a girar las palas del eje de rotación. Tiene la siguiente forma:

$$F = mw^2R$$

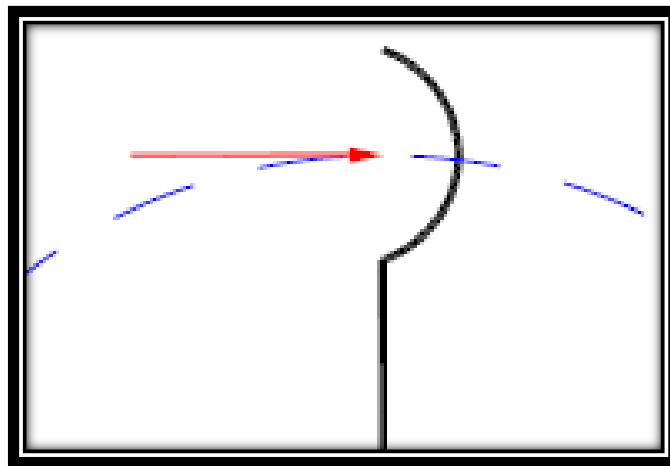
Dónde:

m : masa del cuerpo

w : velocidad de rotación del cuerpo

R : radio de rotación

La velocidad de rotación se considera de forma aproximada. Sin embargo, al calcular tanto la masa como el radio de rotación de manera más exacta, se calcula por separado la sección curva y la sección recta como se muestra en la figura 3.9.



Fuente: Autores

Fig. 3.9. Análisis del aspa.

Forma curva:

Para este caso el radio de rotación de cada uno de los puntos de la parte curva no varía, por lo que se toma como radio de rotación la distancia que hay desde el centro de rotación del aerogenerador al centro de gravedad de la parte curva.

Dónde:

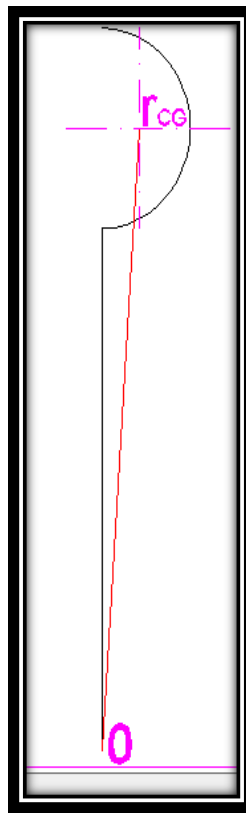
LT = Longitud total del brazo del aspa = 1m

r = Radio de aspa = 0,125m

Centro de gravedad del semicilindro:

$$CG = \frac{4r}{3\pi}$$

Ec. 3. 9



Fuente: Los Autores.

Fig. 3.10. Análisis del brazo y aspa.

En este caso, con las distancias al centro de gravedad calculada anteriormente, se tendrá:

$$r_{CG} = \sqrt{(0,053m)^2 + (0,875m)^2}$$

$$r_{CG} = \sqrt{0,0028 \, m^2 + 0,766 \, m^2}$$

$$r_{CG} = 0,877 \, m$$

$$m = \rho \, v = \rho \, \frac{\pi}{2} (R_e^2 - R_i^2) H \quad \text{Ec. 3. 10}$$

$$\text{Siendo } \rho = 2700 \, \frac{kg}{m^3}$$

$v = \text{volumen}$

$$m = \rho \, v = 2700 \, \frac{kg}{m^3} \frac{\pi}{2} ((0,125m)^2 - (0,1238m)^2) 1,80m$$

$$m = 2.28kg$$

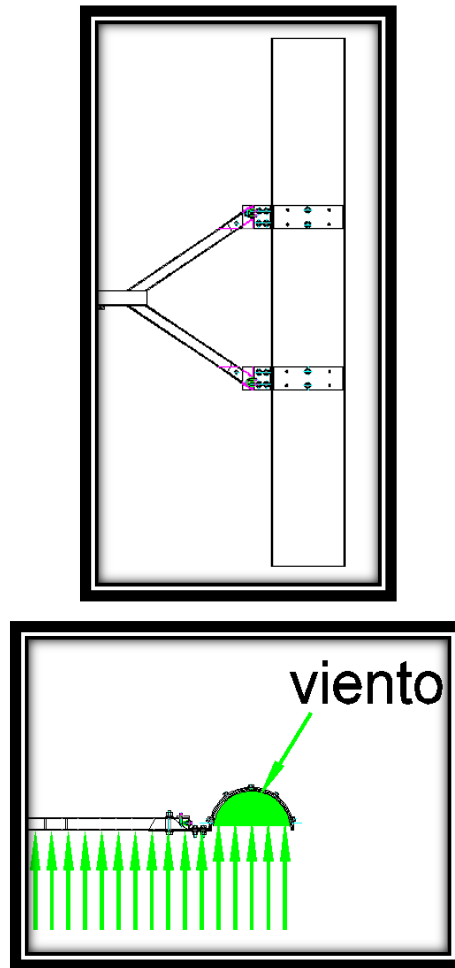
$$\omega = 7,5 \, \frac{rad}{s}$$

Así, en este caso la fuerza centrífuga tiene el siguiente valor:

$$F = 129 \, N$$

Parte recta:

En la parte recta se despreciara esta fuerza debido a que la fuerza que se ejercerá en estos puntos del perfil serán mínimos por la forma del brazo que soporta el aspa como se demuestra en la figura 3.11.



Fuente: Autores

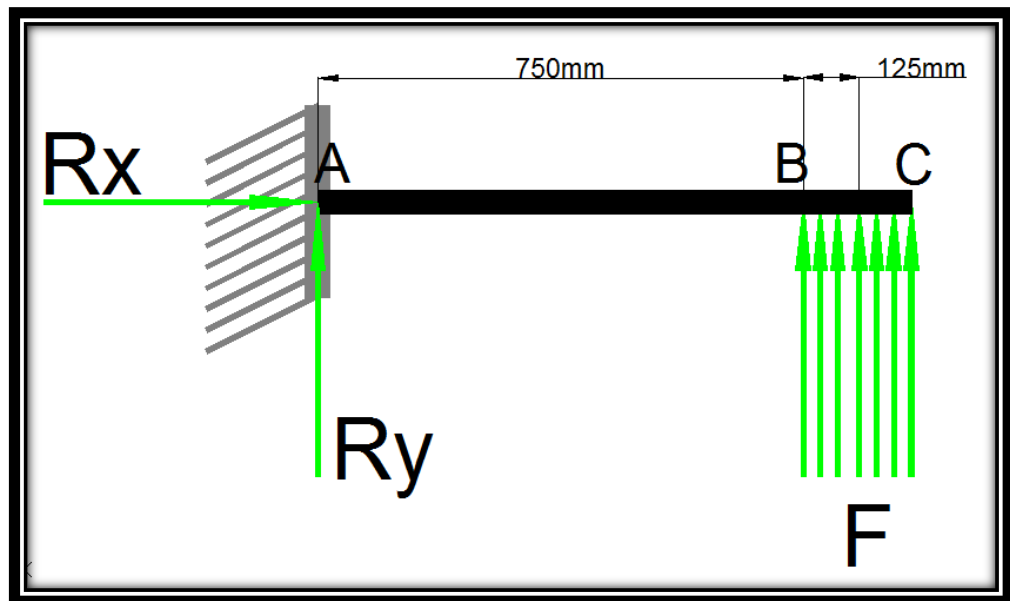
Fig. 3.11. Análisis de fuerzas parte curva y recta.

Material	Peso Específico γ g/cm^3	Resistencia Última σ_B N/mm^2	Módulo de Elasticidad E kN/mm^2	Fuerza Específica de Rompimiento σ_B/γ km	Módulo Específico de Elasticidad E/γ $10^3 km$	Resistencia a la Fatiga $\pm \sigma_A$ $10^7 N/mm^2$
Acero St 52	7,85	520	210	6,6	2,7	60
Acero Aleado 1,7735,4	7,85	680	210	8,7	2,7	70
Aluminio AlZnMgCu	2,7	480	70	18	2,6	40
Aluminio AlMg5 (Soldable)	2,7	236	70	8,7	2,6	20
Aleación de Titanio 3,7164,1	4,5	900	110	20	2,4	
Fibra de Vidrio/Resina Epoxica*	1,7	420	15	24,7	0,9	35
Fibra de Carbon/Resina Epoxica*	1,4	550	44	39	3,1	100
Fibra de Aramidas Resina Epoxica*	1,25	450	24	36	1,9	
Madera (Abeto Sitka)	0,38	Aprox. 65	Aprox. 8	Aprox. 17	Aprox. 2,1	Aprox. 20
Madera/Epoxicos*	0,58	Aprox. 75	Aprox. 11	Aprox. 13	Aprox. 1,9	Aprox. 35

Fuente: <http://itzamna.bnct.ipn.mx/dspace/bitstream/123456789/9508/1/278.pdf>

Tabla 18. Propiedades de algunos materiales para la construcción del aerogenerador

3.6.4. ANÁLISIS DE LA DEFLEXIÓN DEL ASPA.



Fuente: Autores

Fig. 3.12. Diagrama de cuerpo libre del aspa

El espesor que se va a considerar para las palas es de $e=1,2$ mm. Por tanto, los radios de la parte curva serán:

$$Re= 25\text{cm}$$

$$Ri=24.88\text{cm}$$

De esta manera, el desplazamiento de las palas sería:

$$\delta = \frac{FL^3}{8EI} \quad \text{Ec. 3. 11}$$

Dónde:

F : fuerza del viento

L : longitud de la “Aspa”

E : módulo elástico de Young del material

I : Inercia

A continuación se realizan los cálculos para hallar todos estos parámetros.

Fuerza del viento.

Como ya se calculó, para el caso de tener un viento a una velocidad de 12 m/s (ráfaga de viento), esta fuerza tiene un valor de: $F=317.52 \text{ N}$

Longitud de la viga.

Ésta será la altura de las palas, es decir: 12m.

Módulo elástico de Young.

El material a utilizar es aluminio, que tiene un módulo de Young: 70GPa

Cálculo de la inercia.

Se calculará la inercia de la parte curva.

$$I_{xy} = \frac{\pi}{2}(Re^2 - Ri^2)xcgycg \quad \text{Ec. 3. 12}$$
$$I_{xy} = 940,22 \text{ cm}^4$$

De esta forma se pueden calcular los momentos de inercia respecto a ejes paralelos al eje que contiene al centro de masas.

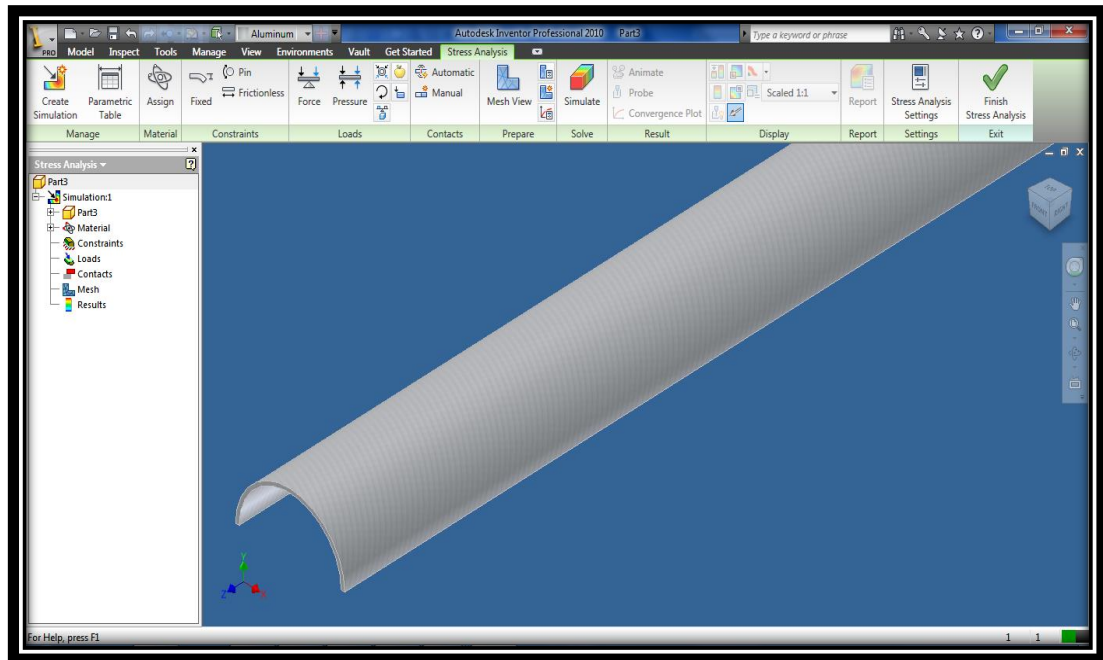
$$\delta = \frac{FL^3}{8EI}$$
$$\delta = \frac{317,52 \cdot 1,80^3}{8 \cdot 70000000000 \cdot 0,0000094022}$$
$$\delta = 0,35 \text{ mm.}$$

La deflexión será de 0.35 mm el cual indica que sería mínima la deflexión del material.

Mediante el software de inventos se realizara la simulación para determinar un análisis comparativo entre el cálculo teórico y el modelo simulado.

3.6.5. SIMULACIÓN ASPA

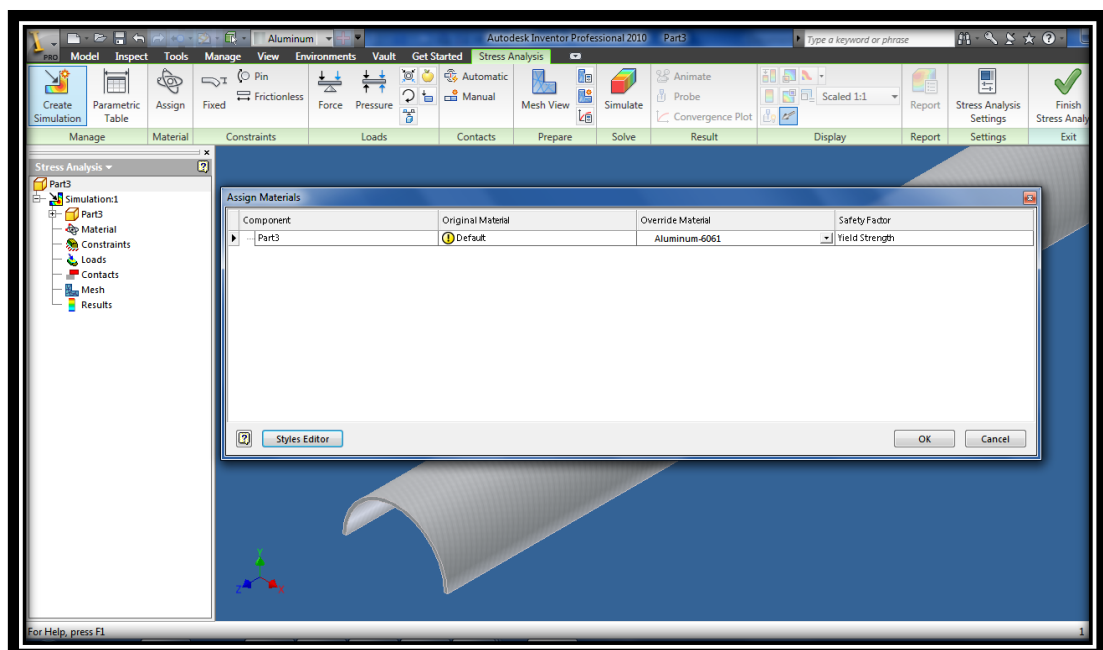
Modelo 3D



Fuente: Autores

Fig. 3.13. Modelo de Aspa 3D Inventor

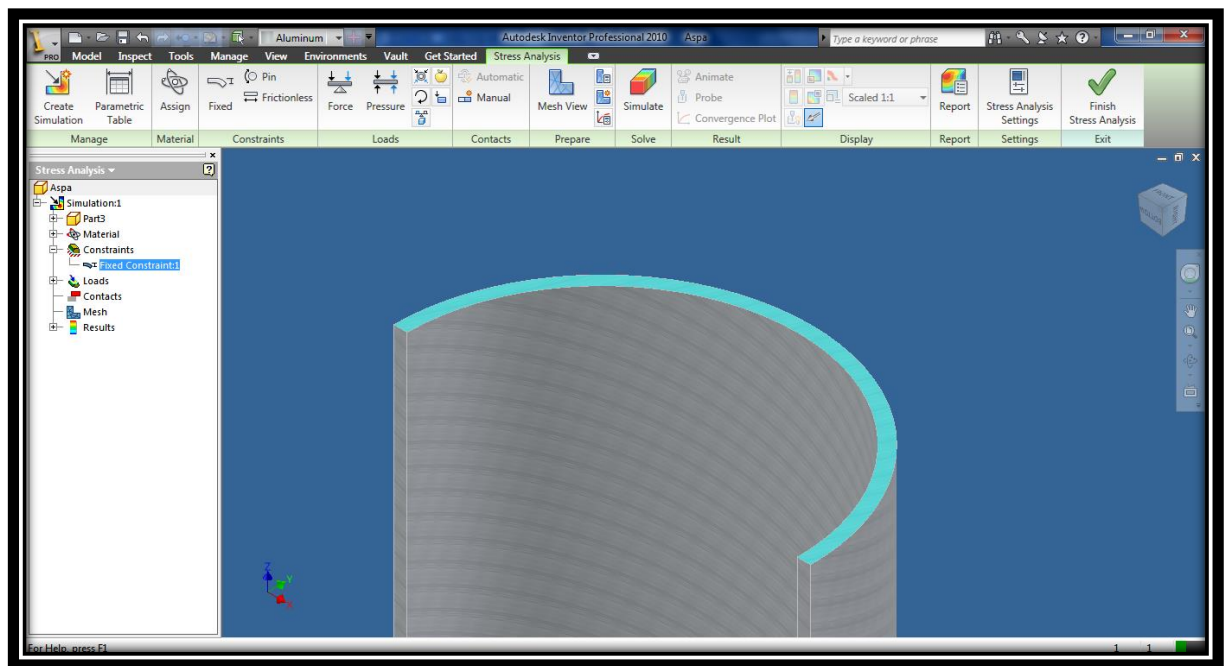
Asignación de materiales:



Fuente: Autores

Fig. 3.14. Determinación de materiales

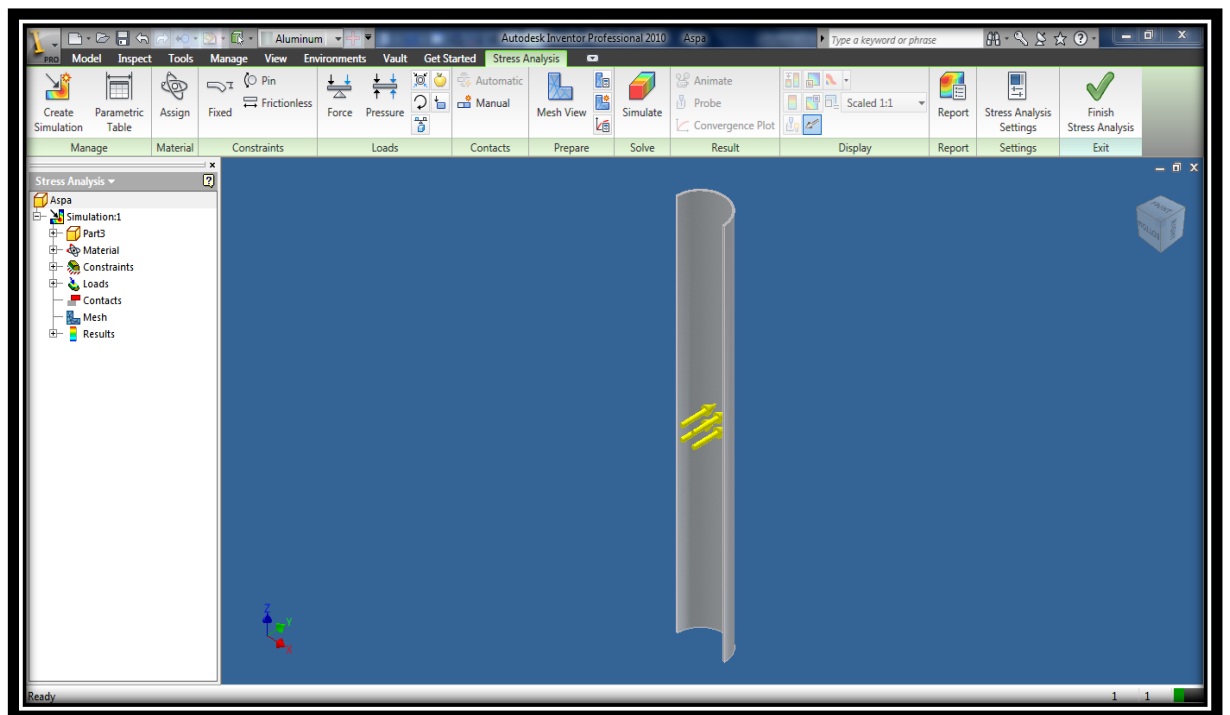
Restricciones de apoyo:



Fuente: Autores

Fig. 3.15. Restricciones

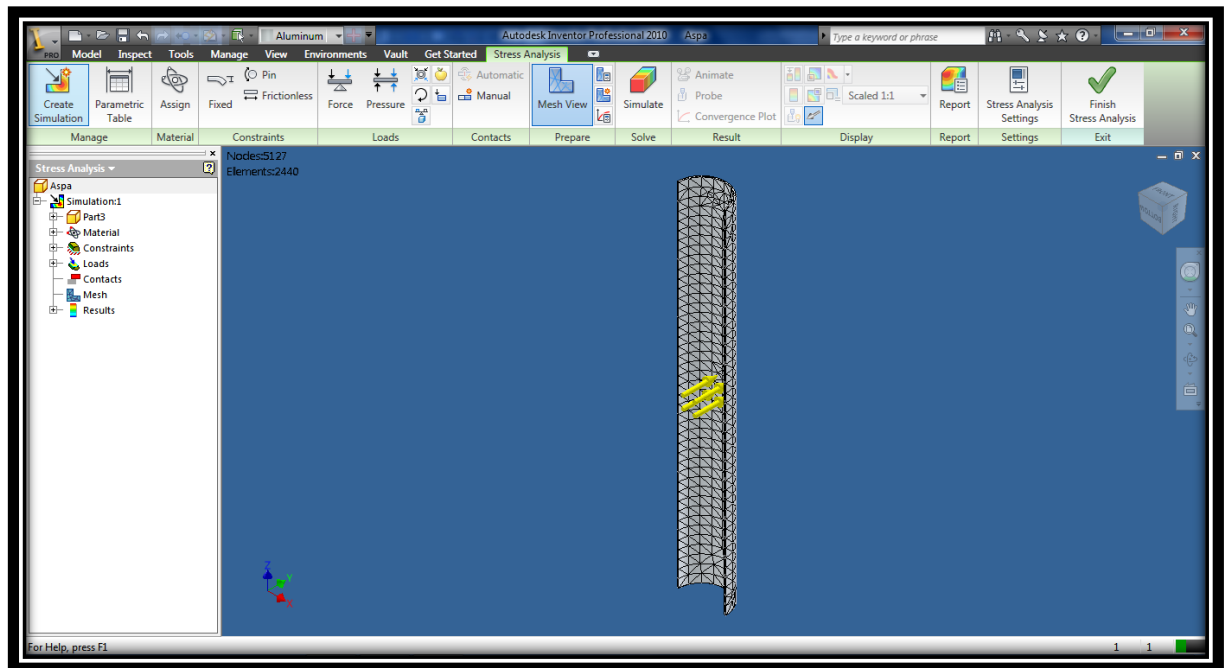
Cargas de viento:



Fuente: Autores

Fig. 3.16. Carga de viento

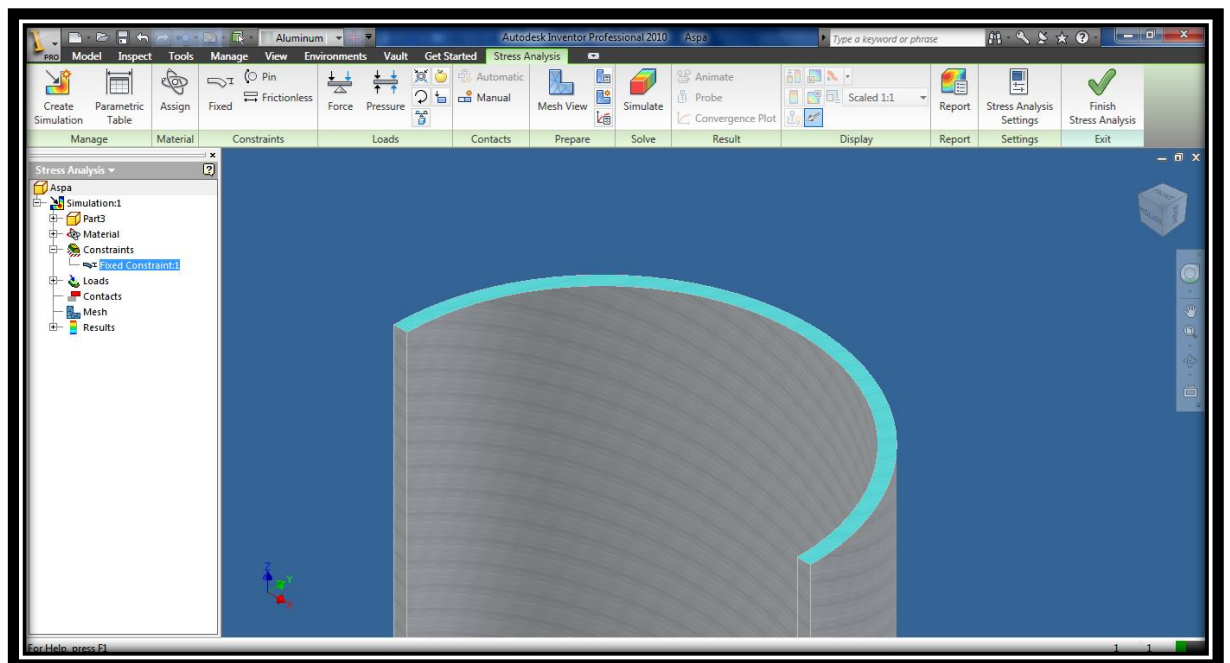
Mallado



Fuente: Autores

Fig. 3.17. Mallado del Aspa

Simulación:

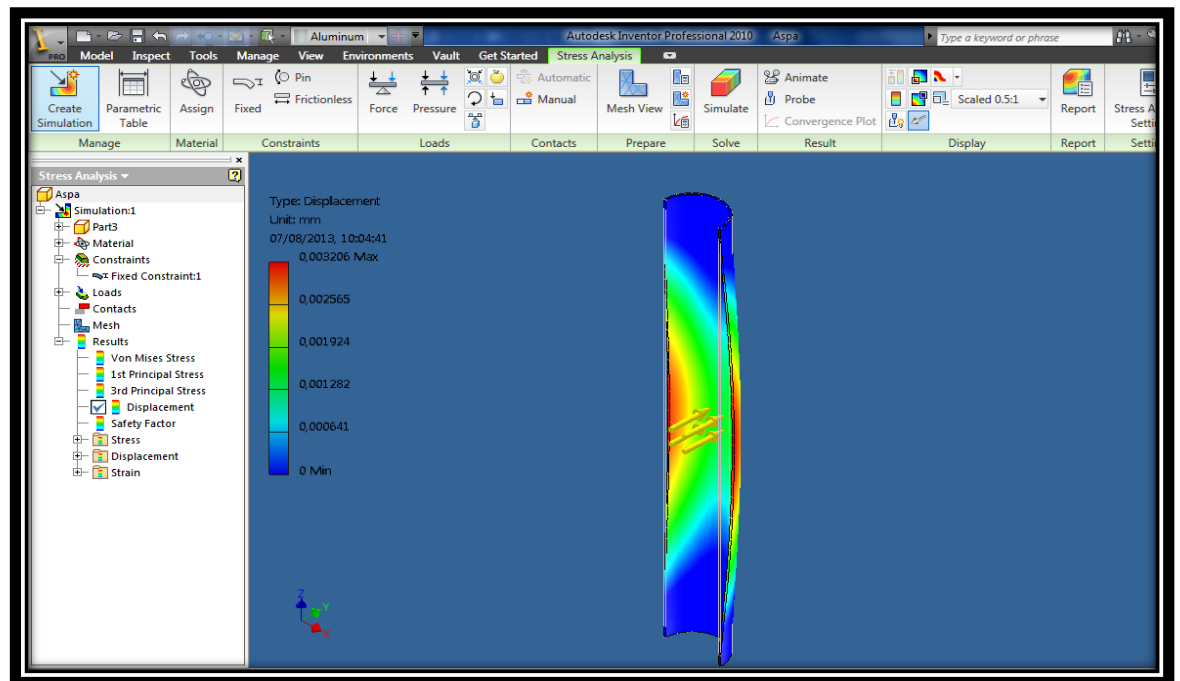


Fuente: Autores

Fig. 3.18. Simulación del Aspa

Resultados:

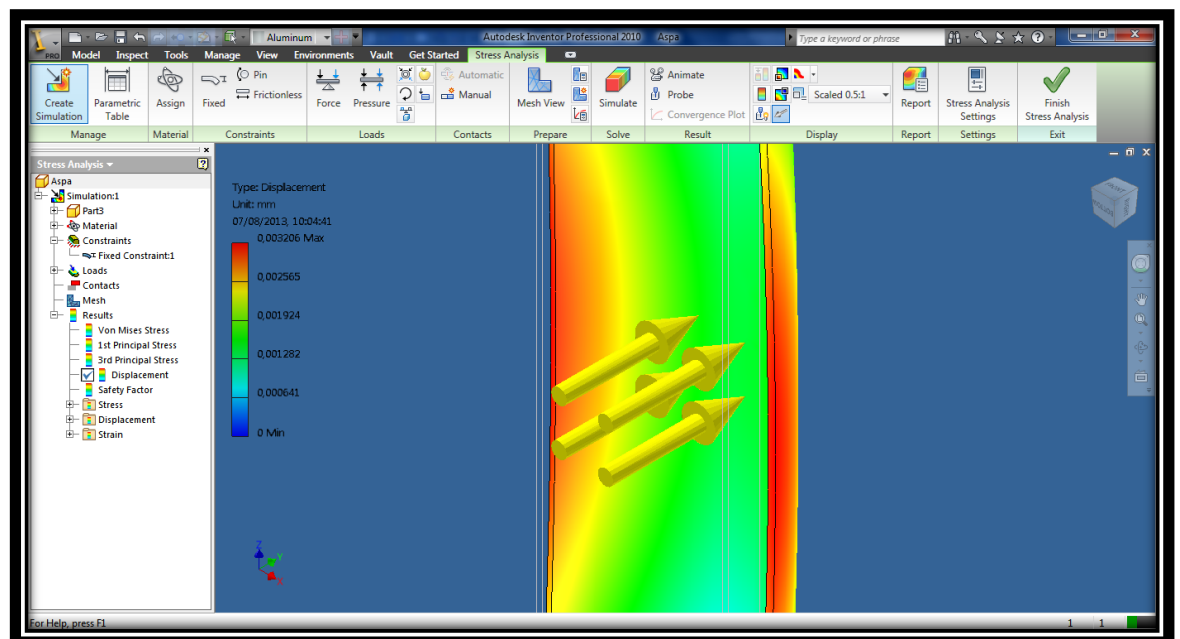
Desplazamientos:



Fuente: Autores

Fig. 3.19. Desplazamiento del Aspa

Zona crítica:



Fuente: Autores

Fig. 3.20. Zona Crítica del Aspa

Tenemos un desplazamiento máximo de 0,0032 mm, asumimos el aspa como viga, comparamos con la deflexión admisible:

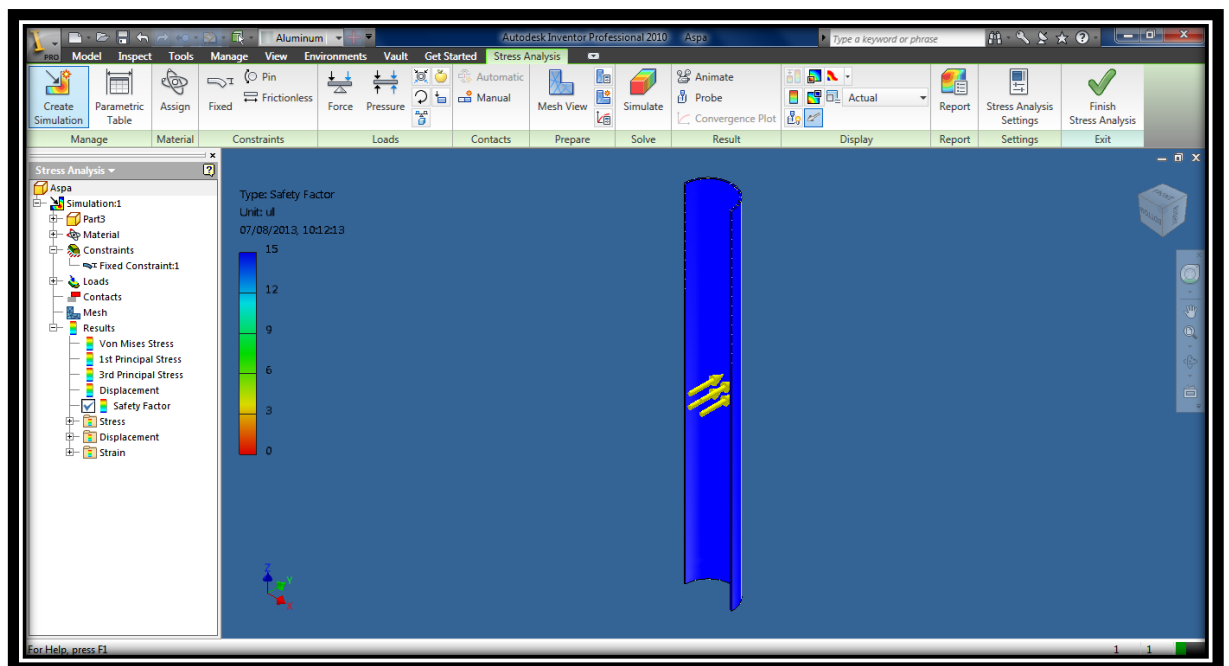
$$[\delta] = \frac{L}{350} = \frac{1800}{350} = 5,14 \text{ mm}$$

Entonces:

$$0,0032 \ll \delta \ll 5,14$$

Conclusión: después de comparar la deflexión calculada con la admisible observamos que la calculada es demasiado pequeña para afectar al elemento, por lo que se concluye un diseño óptimo del aspa por deflexión.

Factor de seguridad:



Fuente: Autores

Fig. 3.21. Factor de seguridad del Aspa

El factor de seguridad en toda en el aspa está en el orden de 15, por lo que tenemos un diseño seguro.

Resultados:

Material(s)		
Name	Aluminum-6061	
General	Mass Density	2,71 g/cm ³
	Yield Strength	275 MPa
	Ultimate Tensile Strength	310 MPa
Stress	Young's Modulus	68,9 GPa
	Poisson's Ratio	0,33 ul
	Shear Modulus	25,9023 GPa
Stress Thermal	Expansion Coefficient	0,000000000236 ul/c
	Thermal Conductivity	167 W/(m K)
	Specific Heat	1256,1 J/(kg c)
Part Name(s)	Part3	

Result Summary		
Name	Minimum	Maximum
Volume	5473320 mm ³	
Mass	14,8327 kg	
Von Mises Stress	0,00314453 MPa	0,152613 MPa
1st Principal Stress	-0,0318475 MPa	0,190264 MPa
3rd Principal Stress	-0,0788532 MPa	0,0609738 MPa
Displacement	0 mm	0,00320598 mm
Safety Factor	15 ul	15 ul
Stress XX	-0,0472923 MPa	0,0827017 MPa
Stress XY	-0,0164081 MPa	0,0201193 MPa
Stress XZ	-0,0129125 MPa	0,0245235 MPa
Stress YY	-0,0365312 MPa	0,0636564 MPa
Stress YZ	-0,0204516 MPa	0,0204293 MPa
Stress ZZ	-0,0741695 MPa	0,186955 MPa
X Displacement	-0,00149642 mm	0,00147579 mm
Y Displacement	0 mm	0,00283912 mm
Z Displacement	-0,00028844 mm	0,000288475 mm
Equivalent Strain	0,0000000462021 ul	0,0000020192 ul
1st Principal Strain	0,00000000896215 ul	0,00000229059 ul
3rd Principal Strain	-0,000000824672 ul	-0,0000000140459 ul
Strain XX	-0,00000079592 ul	0,00000047482 ul
Strain XY	-0,000000316732 ul	0,000000388371 ul
Strain XZ	-0,000000249254 ul	0,000000473385 ul
Strain YY	-0,000000729333 ul	0,000000390789 ul
Strain YZ	-0,000000394785 ul	0,000000394354 ul
Strain ZZ	-0,000000774237 ul	0,0000022802 ul

Fuente: Autores

Tabla 19. Factor de seguridad del Aspa

3.7. CONEXIÓN DE LA PALA CON EL ROTOR.

La conexión de la pala con el rotor es una tarea que demanda mucho trabajo en su diseño. Ya que la transferencia de fuerza que ejercen en la unión es un problema debido a los esfuerzos son concentrados alrededor del área de la base de la pala en donde se conecta con el rotor.

3.8. ESTUDIO DEL EJE PRINCIPAL.

El eje es un componente muy importante a tener en cuenta en el diseño del equipo. En este caso, para realizar el cálculo aproximado del mismo se va a considerar, las siguientes condiciones, que el eje recorre todo el rotor, desde la parte que se encuentra apoyada en la parte inferior de la estructura de sujeción, hasta la parte que está apoyada en la parte superior de dicha estructura.

De esta forma, se puede considerar al eje como una viga que se encuentra apoyada en sus dos extremos y que está sometida a flexión, como consecuencia de la acción del viento. La fuerza del viento será considerada como una carga repartida a lo largo de la longitud de la viga donde se encuentran las palas del rotor, es decir, a lo largo de una altura de 0,0687m, por lo que se cumplirá.

$$F_{viento} = 0,0687 \cdot q = P_{viento} \cdot A = 88,2 \text{ Pa} \cdot 3,6 \text{ m}^2 = 317.52 \text{ N}$$

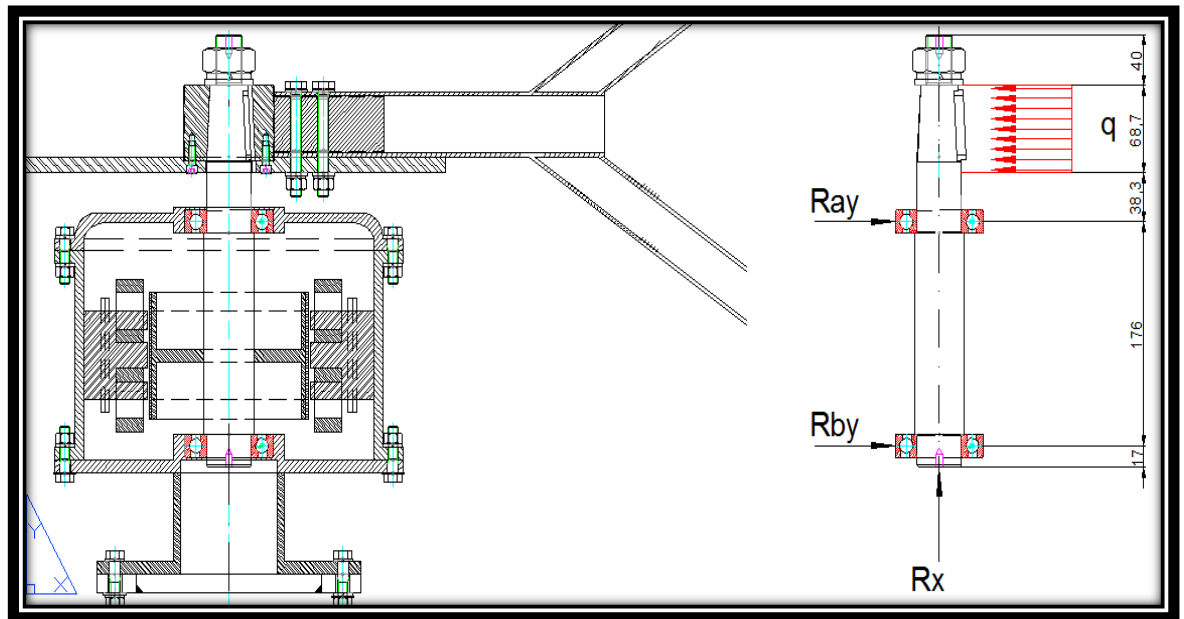
Dónde:

P_{viento} = Presión del viento

q = Caudal

Para el cálculo del eje del rotor se toma en cuenta la velocidad máxima de viento.

El esquema del estudio a realizar es el indicado en la figura 3.22:



Fuente: Autores

Fig. 3.22.Fuerzas actuantes

Donde se cumple que:

$$\sum F_X = 0$$

$$R_{bx} = 0$$

$$\sum F_Y = 0$$

$$R_{ay} + R_{by} = q \cdot 0,0687$$

$$R_{ay} + R_{by} = 317,52 \frac{N}{m} \cdot 0,0687m$$

$$\sum Mb = 0$$

$$0,193R_{by} - 317,52 \frac{N}{m} \cdot 0,0687m (0,266m) - 101Nm = 0$$

$$R_{by} = 553,38 N$$

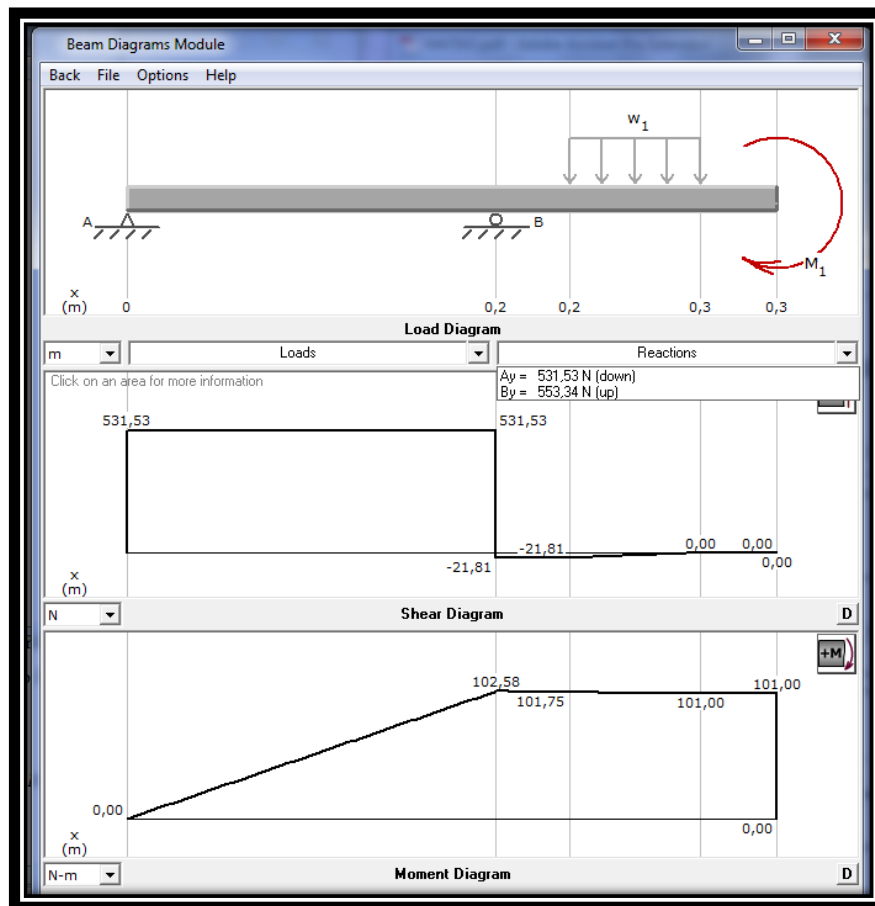
$$R_{ay} = -531,57 N$$

Los resultados de las reacciones en los puntos de apoyo son:

$$R_{bx} = 0$$

$$R_{by} = 553,38 N$$

$$R_{ay} = -531,57 N$$



Fuente: MD Solids 3.5

Fig. 3.23. Diagrama de momento cortante y flector.

3.8.1. CÁLCULO DEL MOMENTO FLECTOR

El momento flector máximo se dará en el punto medio de aplicación de la fuerza distribuida, es decir, a la distancia de 0,266 m del apoyo B. Por tanto, este momento tendrá un valor de:

$$M_{max} = F \cdot d \text{ (N.m)} \quad \text{Ec. 3. 13}$$

$$M_{max} = 531,57 \text{ N} \cdot 0,193 \text{ m}$$

$$M_{max} = 102,59 \text{ N.m}$$

Esfuerzo de torsión del eje:

$$\tau = \frac{T \cdot \frac{d}{2}}{J} \quad \text{Ec. 3. 14}$$

Dónde:

τ =Esfuerzo a torsión

T = Torque

r = radio

J = Momento polar de inercia

$$J = \frac{\pi d^4}{32} \quad \text{Ec. 3. 15}$$

Remplazando J en τ :

$$\tau = \frac{T \cdot \frac{d}{2}}{\frac{\pi d^4}{32}}$$
$$\tau = \frac{16 T}{\pi d^3}$$

El esfuerzo flector:

$$\sigma = \frac{MC}{I} \quad \text{Ec. 3. 16}$$

Dónde:

σ = Esfuerzo por flexión

M = Momento máximo

C = Distancia del eje neutro al extremo

I = Momento de inercia

$$I = \frac{\pi d^4}{64} \quad \text{Ec. 3. 17}$$

$$C = \frac{d}{2} \quad \text{Ec. 3. 18}$$

Entonces:

$$\sigma = \frac{32 M}{\pi d^3}$$

3.8.2. DETERMINACIÓN DEL DIÁMETRO DEL EJE PRINCIPAL DE AEROGENERADOR

De acuerdo con los cálculos obtenidos del torque y momento flector se realiza el cálculo del eje principal.

Por el esfuerzo de torsión

$$\tau = \frac{16 T}{\pi d^3} \quad \text{Ec. 3. 19}$$

$$\tau = \frac{16,101 \text{ N.m}}{\pi d^3} = \frac{1616 \text{ Nm}}{\pi d^3}$$

Por el esfuerzo de flexión

$$\sigma = \frac{32 M}{\pi d^3} \quad \text{Ec. 3. 20}$$

$$\sigma = \frac{32 \cdot 102,58 \text{ N.m}}{\pi d^3} = \frac{3283 \text{ Nm}}{\pi d^3}$$

Teoría de la máxima energía de deformación:

$$[\sigma] = \sqrt{\sigma^2 + 3\tau^2} \quad \text{Ec. 3. 21}$$

$[\sigma]$ =Esfuerzo permisible del acero SAE 1018

$$[\sigma] = \frac{Sy}{Fs} \quad \text{Ec. 3. 22}$$

Dónde:

Sy = Esfuerzo de fluencia del acero SAE 1018

Fs = Factor de seguridad = 4

$$[\sigma] = \frac{Sy}{Fs}$$

Ec. 3. 23

$$[\sigma] = \frac{Sy}{Fs}$$

$$[\sigma] = \frac{220 \text{ MPa}}{4}$$

$$[\sigma] = 55 \text{ MPa}$$

Por lo tanto:

$$[\sigma] = \sqrt{\sigma^2 + 3\tau^2}$$

$$55 \times 10^6 = \sqrt{\left(\frac{3283 \text{ Nm}}{\pi d^3}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{1616 \text{ Nm}}{\pi d^3}\right)^2}$$

$$55 \times 10^6 = \sqrt{\left(\frac{1885836,174 \text{ N}^2}{d^6}\right)}$$

$$(55 \times 10^6)^2 = \left(\sqrt{\left(\frac{1885836,174 \text{ N}^2}{d^6}\right)}\right)^2$$

$$d = \sqrt[6]{\left(\frac{1885836,174}{(55 \times 10^6)^2}\right)}$$

$$d = 0,029 \text{ m}$$

Con lo que determinamos un eje en el mercado de diámetro 1 ¼” que es de 31.75mm.

La simulación se realizara conjunta con el cálculo de rodamientos en el sub capitulo 3.10.

3.9. GENERADOR ELÉCTRICO

Según los estudios realizados de consumo de energía eléctrica para los departamentos administrativo y contable de la empresa Cintatex Cia Ltda, como lo demuestra la tabla 20.

DEPENDENCIA	HORAS DE USO	CONSUMO	ESTIMACION Wh/dia
Primer piso	08h00-17h00	32 tubos de 18w led T8	4608
Segundo piso	08h00-17h00	22 tubos de 18w led T8	3456
TOTAL	8 HORAS	TOTAL	8064

Fuente: Los autores.

Tabla 20. Consumo energético en iluminación de los departamentos contables y administrativos.

El equipo se diseñó para establecimientos con dos pisos de funcionamiento el cual tiene por iluminación tubos T8 LED de voltaje a 220V, que en cierta forma ayuda en el consumo de amperios del banco de baterías, deducida por la ecuación 3.24.

$$P = V \times I \quad \text{Ec. 3. 24}$$

Dónde:

P: potencia

V: voltaje

I: corriente

Debe señalarse que la estimación de consumo horario se hizo en función al completo funcionamiento de iluminación de las instalaciones, pero se debe tomar en cuenta un factor de simultaneidad del 0.35, dicho dato nos refleja que la potencia instalada de iluminación en las en los departamentos contables y administrativos es de 972 W, pero el uso de las mismas solo son del 35% por factores de iluminación natural que ofrece el galpón donde están situados.

3.9.1. DIMENSIONAMIENTO DEL BANCO DE BATERÍAS.

Considerando que la profundidad de descarga no debe superar el 70% de la capacidad nominal de la batería, en consecuencia será:

Capacidad diaria del banco:

$$\frac{2823 \text{ Wh/dia}}{0,7} = 4033 \text{ Wh/dia}$$

Considerando que el equipamiento a adquirir es en 24 Voltios, el dimensionamiento del banco será:

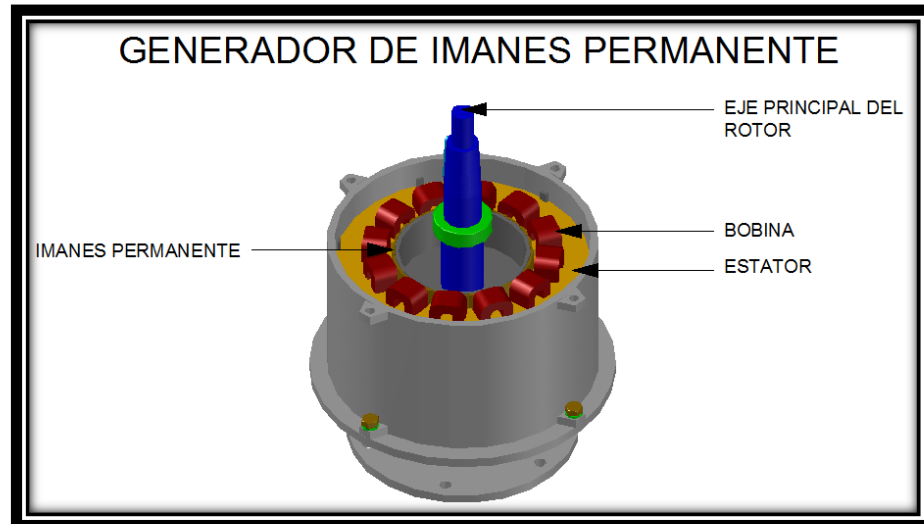
$$\frac{4033 \text{ Wh}}{24 \text{ V}} = 168 \text{ Ah}$$

Utilizando baterías estacionarias de 100 Ah el banco constará de 4 baterías de 12 V con un equivalente de 200 Ah, realizado una conexión mixta serie paralelo para mermar nuestra capacidad de almacenaje pero duplicando nuestro voltaje para igualar al del sistema.

Para la selección del inversor, que tiene por objetivo realizar la conversión de la corriente continua CC en Corriente alterna CA al voltaje determinado para la iluminación y la frecuencia con la que se trabaja en Ecuador; se toma en cuenta los datos de carga antes ya calculados de 972 W y tomando en cuenta el factor de disponibilidad de 0.35. Las características del inversor son: 1KW a un voltaje de 220V con una frecuencia de 60Hz.

Se ha seleccionado un generador de corriente alterna trifásico de imanes permanentes con una capacidad de $P = 500 \text{ W}$. y por medio de la búsqueda de proveedores del Asia, se ha seleccionado un generador MODELO JFVC 500 como se muestra en la figura 3.24., que presenta las siguientes características que se ajustan a las necesidades del proyecto.

La ventaja innovadora de este generador es que no requiere de sistemas multiplicadores de velocidad, obteniendo mayor eficiencia en la transformación de energía cinética a energía mecánica (eliminando así pérdidas por transmisión mecánica).



Fuente: Autores

Fig. 3.24. Generador eólico

Con las características del fabricante, se determinara el cálculo de la velocidad de viento a las RPM necesarias del generador.

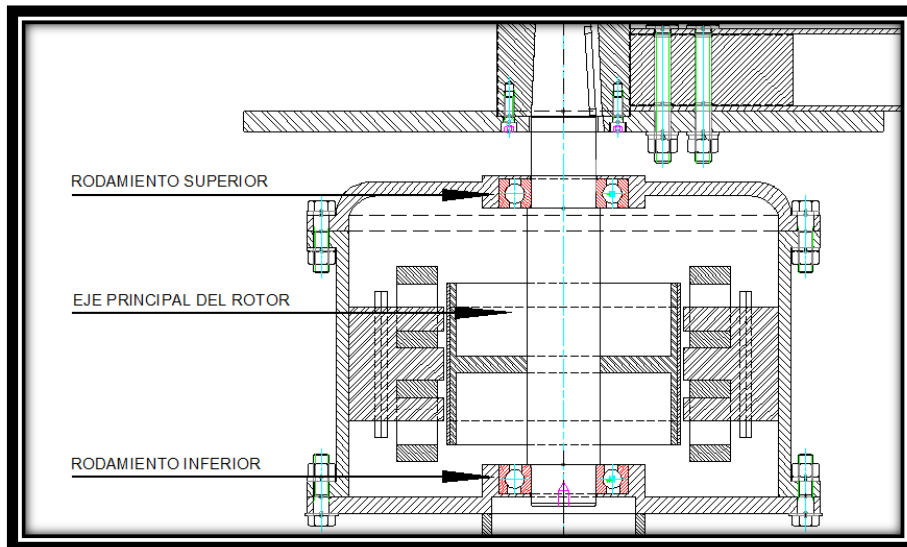
$$v = \frac{(\pi \times D \times n)}{60 \times \gamma} \quad \text{Ec. 3. 25}$$

$$v = \frac{\pi \times 2 \times 80}{60 \times 1.2}$$

$$v = 7,5 \frac{\text{m}}{\text{s}}$$

3.10. ANÁLISIS DE LOS RODAMIENTOS A UTILIZARSE

Para la sujeción de los rodamientos se lo realiza mediante la estructura misma del generador que se acoplan tanto en la parte superior con la tapa del generador y en la parte inferior con la base de la carcasa del generador como se muestra en la figura 3.25.



Fuente: Autores

Fig. 3.25. Rodamientos de generador

Las funciones que realiza ésta son por un lado la de soportar el eje, así como todo el peso de los componentes que se encuentran unidos a él (conjunto de aspas y estructura de sujeción).

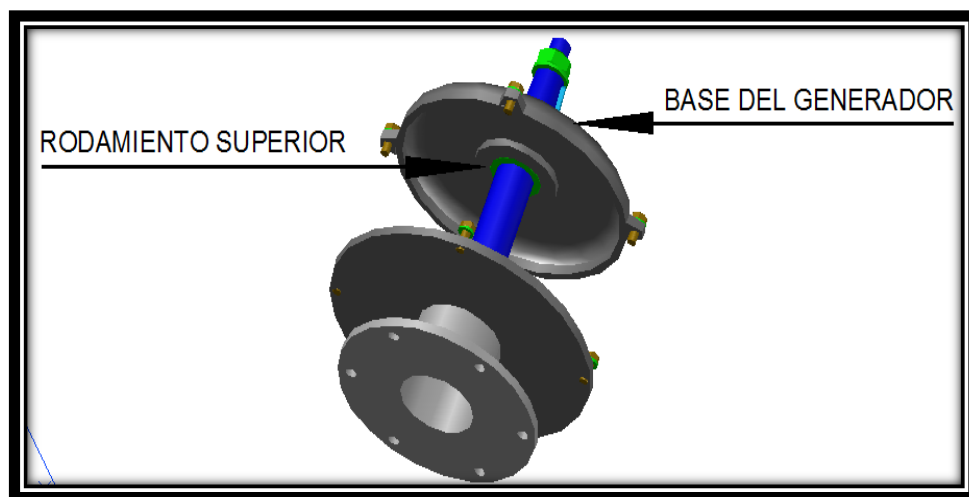


Fuente: Autores

Fig. 3.26. Rodamientos de generador

En la unión superior, se utilizará un rodamiento radial capaz de soportar la fuerza del viento. Esta fuerza del viento, ya ha sido calculada en las condiciones más desfavorables y tiene un valor de 317,52 N como se muestra en la figura 3.26.

Para ello se ha seleccionado un rodamiento SKF- 7208, el cual tiene 40mm de diámetro interior y un diámetro exterior de 80mm., como ya se ha comentado con anterioridad, el rodamiento irá fijo a la estructura gracias al porta rodamientos que se encuentra rectificado en la tapa del generador, haciendo que de esta manera quede fijo con la estructura del sistema como se muestra en la figura 3.27.

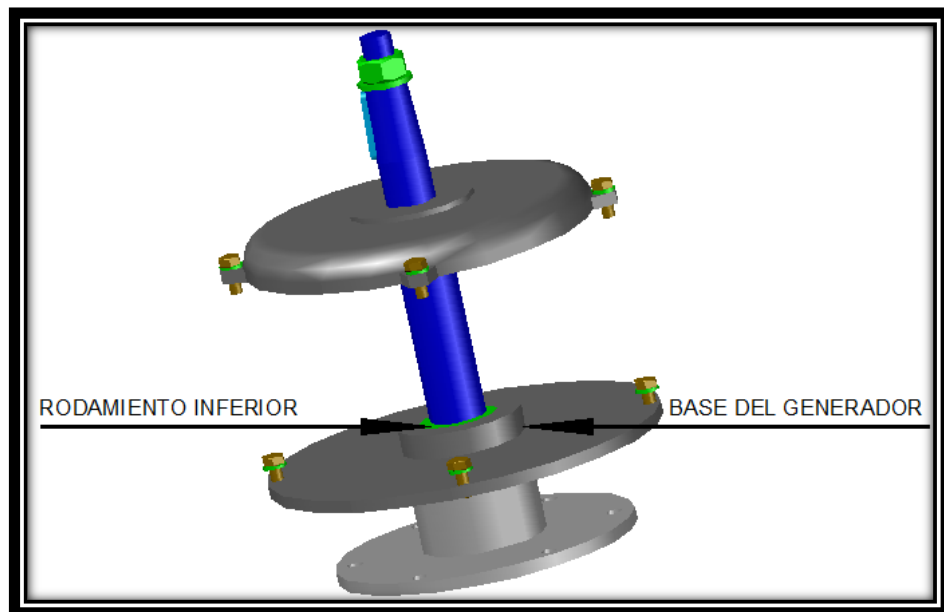


Fuente: Autores

Fig. 3.27. Posición del rodamiento superior en la tapa del regenerador

En la unión inferior, se utiliza un rodamiento axial capaz de soportar todo el peso del rotor (del conjunto aerogenerador). El peso total que tiene que soportar es de 35 kg, es decir 343.35 N. Así, se ha seleccionado un rodamiento, cuyo diámetro interior es 40mm y el exterior es 80mm.

Con estas dimensiones se consigue que el eje, el cual tiene un diámetro en la parte superior e inferior de 40mm, esté apoyado en los rodamientos, quedando así fijo en la base de la carcasa del generador como en su tapa como se muestra en la figura 3.28.

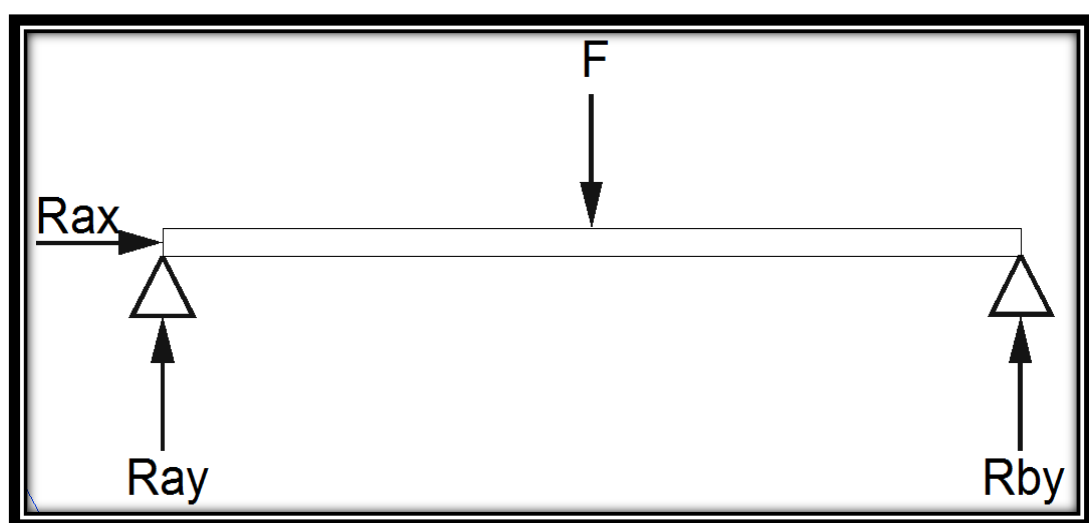


Fuente: Autores

Fig. 3.28. Posición del rodamiento inferior en la base del regenerador.

A continuación, se van a calcular las dimensiones que debe tener el eje del rotor de sujeción para que soporte todo el peso del eje y los componentes unidos a éste.

Así, se va a considerar al eje del rotor de sujeción como una viga que se encuentra apoyada en sus dos extremos, sobre la cual actúa una fuerza puntual en su punto medio, que es la fuerza debida al peso del equipo.



Fuente: Autores

Fig. 3.29. Fuerza sobre la estructura de sujeción. Fuente: elaboración propia

Donde se cumple que:

$$R_{ax} = 0$$

$$R_{ay} + R_{by} = F = 343.35 \text{ N}$$

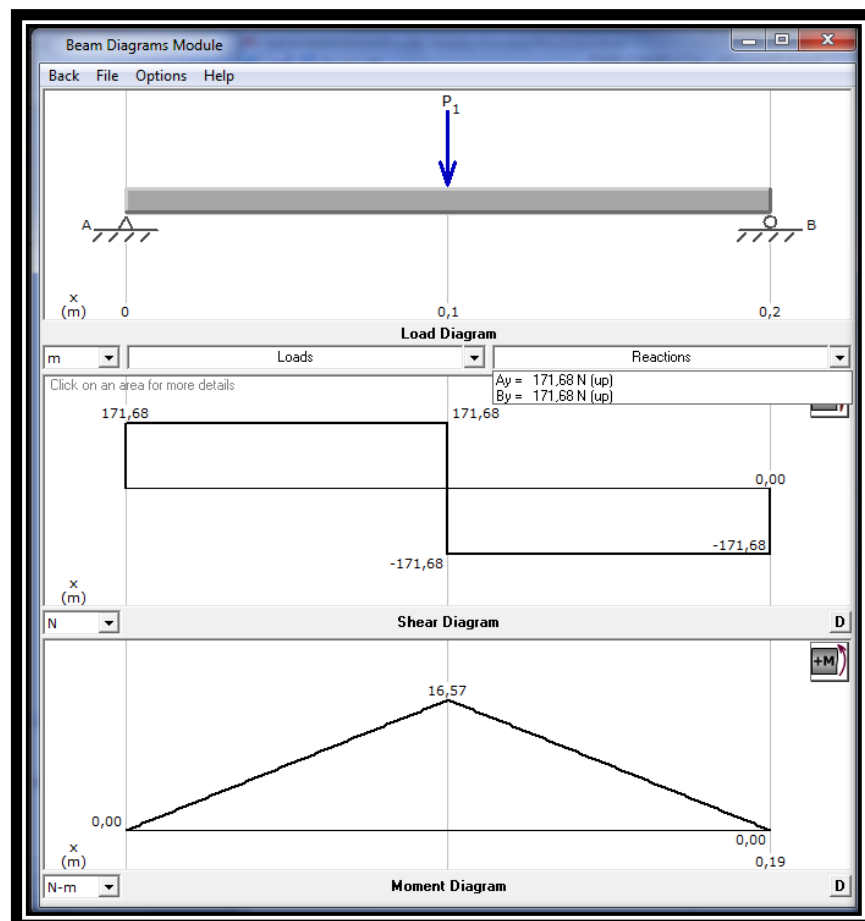
$$0,193 \cdot R_{ay} - 0,0965 \cdot F = 0$$

Los resultados de las reacciones en los puntos de apoyo son:

$$R_{ax} = 0$$

$$R_{ay} = 171,68 \text{ N}$$

$$R_{by} = 171,68 \text{ N}$$



Fuente: MDS SOLIDS 3.5

Fig. 3.30. Diagrama de fuerzas y momentos

En la figura 3.30 se muestra como el momento flector máximo M_{\max} , se encuentra en el punto de aplicación de la fuerza. Por tanto, tendrá un valor de:

$$M_{\max} = R_{ax} \cdot 0,0965 = 16,57 \text{ N.m}$$

Al igual que ocurría en el caso del eje principal, este debe soportar el M_{\max} y deberá cumplir:

Por el esfuerzo de torsión

$$\tau = \frac{16 T}{\pi d^3}$$

$$\tau = \frac{16 \cdot 101 \text{ N.m}}{\pi d^3} = \frac{1616 \text{ Nm}}{\pi d^3}$$

Por el esfuerzo de flexión

$$\sigma = \frac{32 M}{\pi d^3}$$

$$\sigma = \frac{32 \cdot 16,57 \text{ N.m}}{\pi d^3} = \frac{530,24 \text{ Nm}}{\pi d^3}$$

Teoría de la máxima energía de deformación:

$$[\sigma] = \sqrt{\sigma^2 + 3\tau^2}$$

$[\sigma]$ =Esfuerzo permisible del acero SAE 1018

$$[\sigma] = \frac{S_y}{F_s}$$

Dónde:

S_y = Esfuerzo de fluencia del acero SAE 1018

F_s = Factor de seguridad = 4

$$[\sigma] = \frac{S_y}{F_s}$$

$$[\sigma] = \frac{220 \text{ MPa}}{4}$$

$$[\sigma] = 55 \text{ MPa}$$

Por lo tanto:

$$[\sigma] = \sqrt{\sigma^2 + 3\tau^2}$$

$$55 \times 10^6 = \sqrt{\left(\frac{1616 \text{ Nm}}{\pi d^3}\right)^2 + 3 \cdot \left(\frac{530,24 \text{ Nm}}{\pi d^3}\right)^2}$$

$$55 \times 10^6 = \sqrt{\left(\frac{350,056.53}{d^3}\right)^2}$$

$$(55 \times 10^6)^2 = \left(\sqrt{\left(\frac{350,056.53}{d^3}\right)^2}\right)^2$$

$$d = \sqrt[6]{\left(\frac{350,056.53}{(55 \times 10^6)^2}\right)}$$

$$d = 23 \text{ mm}$$

Con este procedimiento realizado, se demuestra que el diámetro seleccionado es mínimo para soportar la carga del aerogenerador.

3.10.1. SELECCIÓN DE LOS RODAMIENTOS

Para la selección de los rodamientos se utilizan catálogos interactivos que tienen los diferentes fabricantes especificando todas las características de los rodamientos (tipo de rodamiento, capacidades de carga estática y dinámica, diámetro interno y externo). En este caso, se ha hecho uso de los catálogos de los rodamientos SKF.

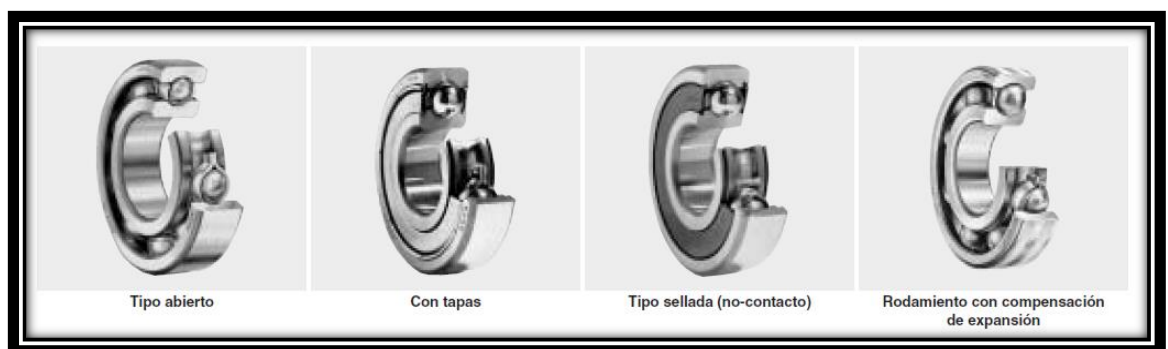
En el caso de este proyecto se utilizan dos tipos de rodamientos. Por un lado se utiliza un rodamiento radial para soportar la fuerza del viento, y por otro lado se utilizan un rodamiento axial para soportar el peso de los componentes de los mismos.

Por ello, antes de ver las características específicas que tiene cada uno de los rodamientos que se han seleccionado, se van a explicar brevemente en qué consisten estos dos tipos de rodamientos.

3.10.1.1. RODAMIENTOS RÍGIDOS DE UNA HILERA DE BOLAS

Los rodamientos rígidos de una hilera de bolas son particularmente versátiles. Su diseño es sencillo, no desarmables, son apropiados para velocidades altas e incluso muy altas y resistentes durante su funcionamiento, exigiendo muy poco mantenimiento. Las ranuras profundas de los caminos de rodadura y el alto grado de oscilación entre éstas y las bolas, permiten que los rodamientos rígidos de bolas soporten cargas axiales en ambos sentidos, además de cargas radiales, incluso a altas velocidades.

Los rodamientos rígidos de una hilera de bolas son los más utilizados. Consecuentemente, SKF los suministra en varios formatos y tamaños: rodamientos con diseño básico abierto, rodamientos obturados, rodamientos con ranura para anillo plástico. Ver figura 3.31.



Fuente: www.skf.com

Fig. 3.31. Rodamiento rígido de una hilera de bolas

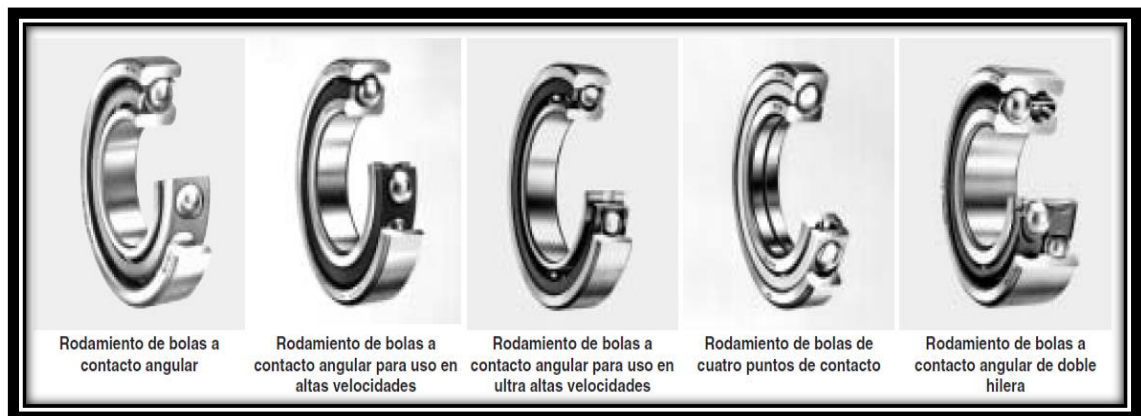
Los rodamientos rígidos de bolas serán los que van a utilizar en el proyecto para soportar la fuerza radial del viento en la unión superior entre el soporte tubular y la estructura de sujeción.

3.10.1.2. RODAMIENTOS RÍGIDOS DE BOLAS DE CONTACTO ANGULAR.

Los rodamientos rígidos de bolas de contacto angular SKF, constan de una arandela de eje, una arandela de alojamiento y una corona axial de bolas. Los rodamientos son desarmables de modo que el montaje resulta sencillo, ya que las arandelas y la corona de bolas pueden montarse por separado.

Hay tamaños más pequeños con una superficie de asiento plana en la arandela de alojamiento o con una superficie de asiento esférica. Los rodamientos con una arandela de alojamiento esférico pueden utilizarse con una arandela de asiento esférico para compensar la desalineación entre la superficie de apoyo en el alojamiento y el eje.

Los rodamientos rígidos de bolas de contacto angular de simple efecto, como su propio nombre indica, pueden soportar cargas axiales en una dirección y por tanto fijar un eje axialmente en esa dirección. Por recomendación no deberán someterse a ninguna carga radial. Ver figura 3.32.



Fuente: www.skf.com

Fig. 3.32. Rodamiento axial de bolas.

Este tipo de rodamiento será el utilizado en el proyecto para soportar el peso del eje principal y los componentes unidos a él.

3.10.2. PARÁMETROS DE LOS RODAMIENTOS A UTILIZARSE

3.10.2.1. RODAMIENTO DE BOLAS RÍGIDO SKF - 6208:

Principal dimensions			Basic load ratings		Speed ratings	Limiting speed	Designation
d	D	B	dynamic C	static C ₀	Reference speed		* SKF Explorer bearing
mm			kN		r/min		-
40	80	18	32,5	19	18000	11000	6208 *

Calculation factors
 k_r 0,025
 f_0 14

Fuente: www.skf.com

Tabla 21. Características del rodamiento SKF-6208.

3.10.2.2. RODAMIENTO DE BOLAS RÍGIDO DE CONTACTO ANGULAR

SKF - 7208:

Principal dimensions			Basic load ratings		Speed ratings	Limiting speed	Designation
d	D	B	dynamic C	static C ₀	Reference speed		* SKF Explorer bearing
mm			kN		r/min		-
40	80	18	36,5	26	11000	11000	7208 BEGAM *

Calculation factors
 k_r 0,095
 k_a 1,4
 e 1,14

Fuente: www.skf.com

Tabla 22. Características del rodamiento SKF-7208.

3.10.3. CÁLCULO DE LOS RODAMIENTOS DEL EJE VERTICAL

La comprobación de los rodamientos del eje vertical se la realiza con el cálculo de la capacidad de carga estática, ya que los rodamientos del eje vertical soportan una carga estática considerable.

En las Tablas 23 y 24, se muestran las características de cada rodamiento a utilizarse.

Tipo	Rodamiento rígido de bolas de contacto angular
Designación	7208
d(mm)	40
D(mm)	80
B(mm)	18
C(N)	36500
Co(N)	26100
n (min ⁻¹) max prueba	11000

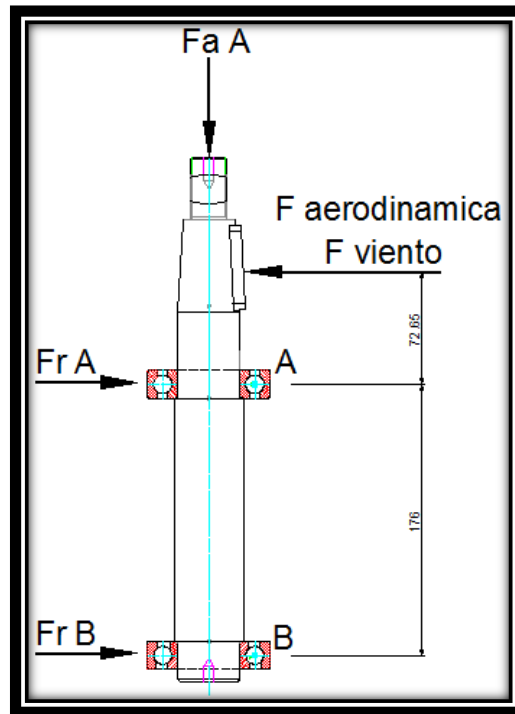
Fuente: www.sfk.com

Tabla 23. Características del rodamiento A

Tipo	Rodamiento rígido de bolas
Designación	6208
d(mm)	40
D(mm)	80
B(mm)	18
C(N)	32500
Co(N)	19000
n (min ⁻¹) max prueba	18000

Fuente: www.skf.com

Tabla 24. Características del rodamiento B



Fuente: Autores

Fig. 3.33. Diagrama del eje vertical

Según el diagrama del eje vertical, las ecuaciones de la estática se muestran de la siguiente manera:

$$\begin{aligned}\sum F_x &= 0 \rightarrow F_{Ar} + F_{Br} = F_{viento} \\ \sum F_y &= 0 \rightarrow F_{Aa} = F_{peso} \\ \sum M_B &= 0 \quad F_{viento} \cdot (a + b) + F_{Ar} \cdot a = 0\end{aligned}$$

La fuerza radial que soportan los rodamientos, es la fuerza que ejerce el viento sobre el aerogenerador que ya se calculó con anterioridad.

$$F_{viento} = 317.52 \text{ N}$$

Sustituyendo el valor antes calculado de la velocidad del viento y los datos del diagrama del eje se calculan las fuerzas que soporta cada rodamiento.

$$F_{Ar} + F_{Br} = 317,52 \text{ N}$$

$$F_{Aa} = F_{peso} = 343.35 \text{ N}$$

$$-317,52 \text{ N} \cdot (0,249 \text{ m}) + F_{Ar} \cdot (0,176 \text{ m}) = 0$$

$$F_{Ar} = 448,59 \text{ N}$$

$$F_{Br} = -131,07 \text{ N}$$

Para cada rodamiento se calculará la carga estática y dinámica equivalente.

3.10.3.1. CARGA ESTÁTICA Y DINÁMICA DEL RODAMIENTO “A” (SKF7208)

Carga Estática

$$P_{Ao} = 1 F_{Ar} + 0,52 F_{Aa} \quad \text{Ec. 3. 26}$$

$$P_{Ao} = 627,13 \text{ N}$$

Carga Dinámica

$$\frac{F_{Aa}}{F_{Ar}} < 1,14$$

$$0,77 < 1,14$$

$$P_A = 1 F_{Ar} + 0,55 F_{Aa} = (1 \cdot 448,59 \text{ N}) + (0,55 \cdot 343,35 \text{ N}) = 637,44 \text{ N}$$

Carga radial dinámica equivalente									
$P_r = X F_r + Y F_a$									
Ángulo de contacto	e	Individual, DT				DB, DF			
		$F_a/F_r \leq e$		$F_a/F_r > e$		$F_a/F_r \leq e$		$F_a/F_r > e$	
		X	Y	X	Y	X	Y	X	Y
30°	0.80	1	0	0.39	0.76	1	0.78	0.63	1.24
40°	1.14	1	0	0.35	0.57	1	0.55	0.57	0.93

Carga radial estática equivalente				
$P_{or} = X_o F_r + Y_o F_a$				
Ángulo de contacto	Individual, DT		DB, DF	
	X_o	Y_o	X_o	Y_o
30°	0.5	0.33	1	0.66
40°	0.5	0.26	1	0.52

Para rodamientos individuales y en arreglos DT,
Cuando $P_{or} < F_r$ use $P_{or} = F_r$

Fuente: www.skf.com

Tabla 25. Parámetros de carga para el rodamiento 7208

3.10.3.2. CARGA ESTÁTICA Y DINÁMICA DEL RODAMIENTO “B” (SKF6208).

Carga estática

$$P_{Bo} = 0,6 F_{Br} + 0,5F_{Ba} \quad \text{Ec. 3. 27}$$

$$P_{Bo} = 78,65 \text{ N}$$

Carga Dinámica

$$\frac{F_{Ba}}{F_{Br}} \leq e$$

$$\frac{F_{Ba}}{F_{Br}} \leq 0,44$$

$$P_B = 1 F_{Br} + 0F_{Ba} = (1 \cdot 131,07 \text{ N}) + (0 \cdot 0) = 131,07 \text{ N}$$

Carga radial dinámica equivalente					
$P_r = XF_r + YF_a$					
$\frac{f_0 \cdot F_a}{C_{or}}$	e	$\frac{F_a}{F_r} \leq e$		$\frac{F_a}{F_r} > e$	
		X	Y	X	Y
0.172	0.19				2.30
0.345	0.22				1.99
0.689	0.26				1.71
1.03	0.28				1.55
1.38	0.30	1	0	0.56	1.45
2.07	0.34				1.31
3.45	0.38				1.15
5.17	0.42				1.04
6.89	0.44				1.00

Carga radial estática equivalente	
$P_{or} = 0.6F_r + 0.5F_a$	
Cuando $P_{or} < F_r$ use $P_{or} = F_r$	

Fuente: www.skf.com

Tabla 26. Parámetros de carga para el rodamiento 6208

Una vez calculadas las cargas estáticas y dinámicas equivalentes de cada rodamiento, se comprueba que los rodamientos soportan las cargas estáticas y se calcula la vida útil del rodamiento y se evalúa si es el ideal para este trabajo.

3.10.4. DURACIÓN O VIDA ÚTIL

3.10.4.1. CAPACIDAD DE CARGA ESTÁTICA PARA LOS RODAMIENTOS SKF – 7208 Y SKF - 6208

La capacidad de carga estática necesaria C_o de un rodamiento se puede determinar mediante:

$$C_o = S_o \cdot P_o \quad \text{Ec. 3. 28}$$

Sabiendo que los rodamientos efectúan movimientos lentos ocasionales de rotación, se estima $s_o=1,6$. Conociendo la carga estática equivalente de cada rodamiento y el S_o , se calcula la capacidad de carga necesaria C_o de cada rodamiento para confirmar si es el indicado o si se debe seleccionar otro rodamiento.

Para el rodamiento SKF - 7208:

$$C_o = S_o \cdot P_o = 1,6 \cdot 627,13 \text{ N} = 1003,5 \text{ N} < 26000 \text{ N}$$

Para el rodamiento SKF - 6208:

$$C_o = S_o \cdot P_o = 1,6 \cdot 78,65 \text{ N} = 125,84 \text{ N} < 19000 \text{ N}$$

3.10.4.2. CAPACIDAD DE CARGA DINÁMICA PARA LOS RODAMIENTOS SKF – 7208 Y SKF – 6208

Después de haber analizado todos los esfuerzos que actúan en los rodamientos tanto estáticos como dinámicos, se calcula la vida útil que estos van a tener, utilizando aceros de alta resistencia, todos los rodamientos tienen una duración finita, y terminaran de fallar debido a la fatiga ya que estos serán sometidos a esfuerzos altos de contacto. Sin embargo es elemental, cuanto menor sea la carga, la duración será prolongadamente mayor, y viceversa.

La relación para los cojinetes con contacto de rodadura, entre la carga P y la duración L se determina:

$$\frac{L_2}{L_1} = \left(\frac{P_2}{P_1} \right)^k \quad \text{Ec. 3. 29}$$

Dónde:

$k = 3.0$ para rodamientos de bolas

$k = 10/3$ para rodamientos de rodillos

La capacidad de carga dinámica se determina de la siguiente expresión:

$$C = Pd \cdot \left(\frac{h \cdot rpm \cdot 60}{10^6} \right)^{1/K} \quad \text{Ec. 3. 30}$$

Dónde:

C = capacidad de carga (N)

Pd = carga dinámica dada de diseño (N)

h = vida útil para rodamientos recomendada. Tabla

rpm = velocidad de giro en rpm

Vida útil de diseño recomendada para rodamientos	
Uso	Vida útil de diseño L_{10} , h
Aparatos domésticos	1.000-2.000
Motores para aviones	1.000-4.000
Automotriz	1.500-5.000
Equipo agrícola	3.000-6.000
Elevadores, ventiladores industriales, engrantes de uso múltiple	8.000-15.000
Motores eléctricos, ventiladores industriales con tolva, máquinas industriales en general	20.000-30.000
Bombas y compresores	40.000-60.000
Equipo crítico en operación continua las 24 horas	100.000-200.000

Fuente: SHIGLEY, Joseph; MISCHKE, Charles, "Diseño en Ingeniería Mecánica"

Tabla 27. Duración de vida útil recomendable para rodamientos

Para el rodamiento SKF - 6208:

$$C = PdB \cdot \left(\frac{h \cdot rpm \cdot 60}{10^6} \right)^{1/K}$$

$h = 200000$ según la tabla 27.

$k = 3$ para rodamientos de bolas

$rpm = 80$

$PdB = 131,07N$

Entonces:

$$C = 131,07 \cdot \left(\frac{200000 \cdot 80 \cdot 60}{10^6} \right)^{1/K}$$

$$C = 1292,99 N < 32,500 N$$

Para el rodamiento SKF - 7208:

$$C = PdA \cdot \left(\frac{h \cdot rpm \cdot 60}{10^6} \right)^{1/K}$$

$h = 200000$ según la tabla

$k = 3$ para rodamientos de bolas

$rpm = 80$

$PdA = 637,44 N$

Entonces:

$$C = 637,44 \cdot \left(\frac{200000 \cdot 80 \cdot 60}{10^6} \right)^{1/K}$$

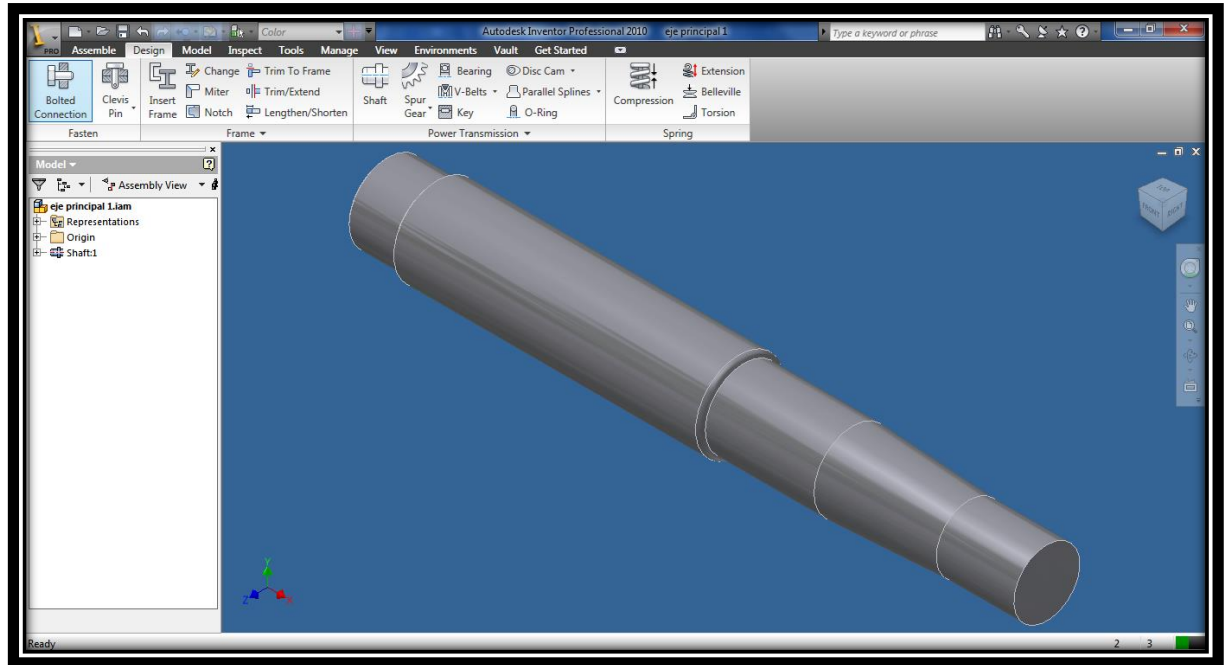
$$C = 6288,25 N < 36,500 N$$

De acuerdo al análisis y cálculo de las cargas estáticas y dinámicas realizado tanto para los rodamientos elegidos del catálogo SKF 6208 Y SKF 7208, se concluye que estos rodamientos son factibles para nuestro proyecto.

Mediante el software de inventos se realizara la simulación para determinar un análisis comparativo entre el cálculo teórico y el modelo simulado.

3.10.5. SIMULACIÓN DEL EJE PRINCIPAL

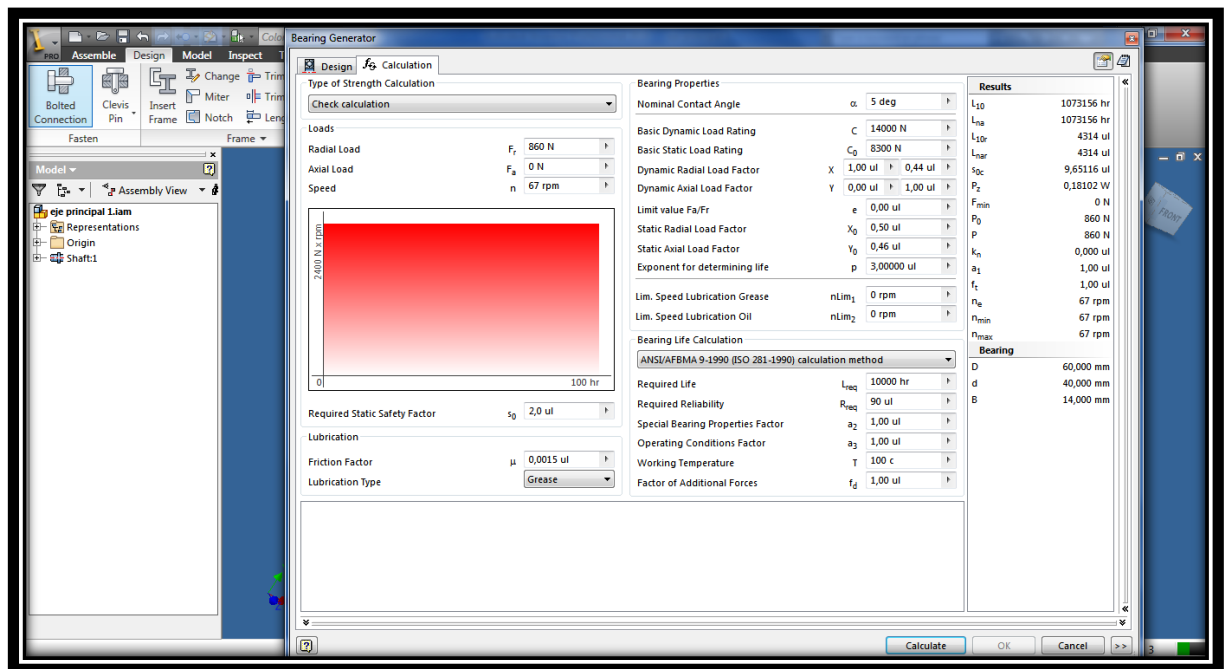
Usamos Shaf Generator de Inventor:



Fuente: Autores

Fig. 3.34. Modelo 3D del eje vertical

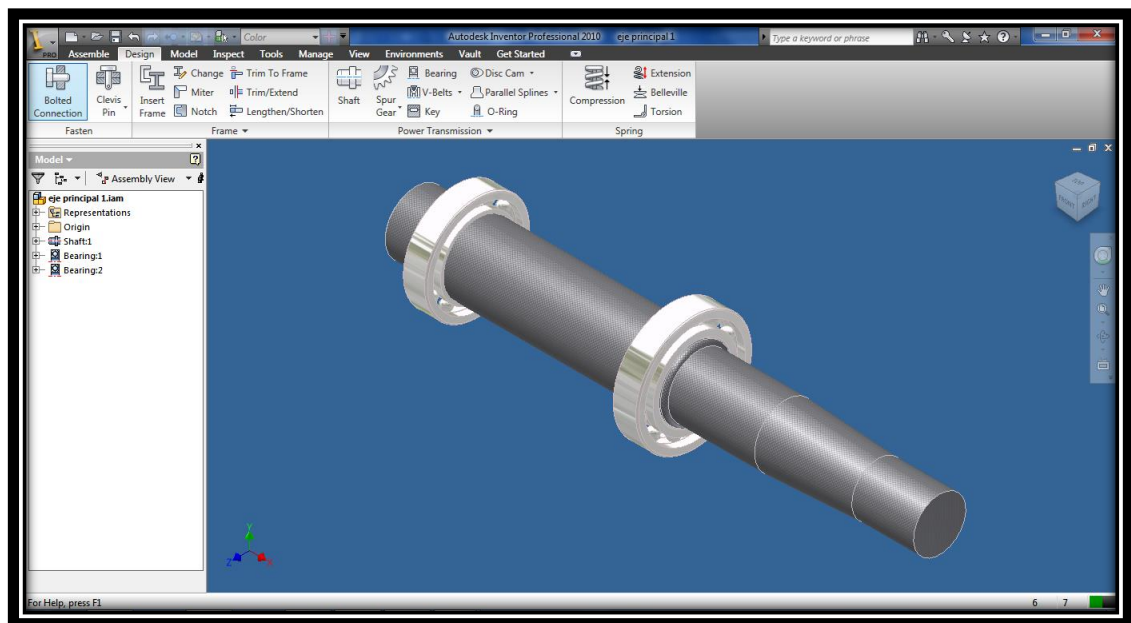
Rodamientos:



Fuente: Autores

Fig. 3.35. Ingreso de datos con rodamientos.

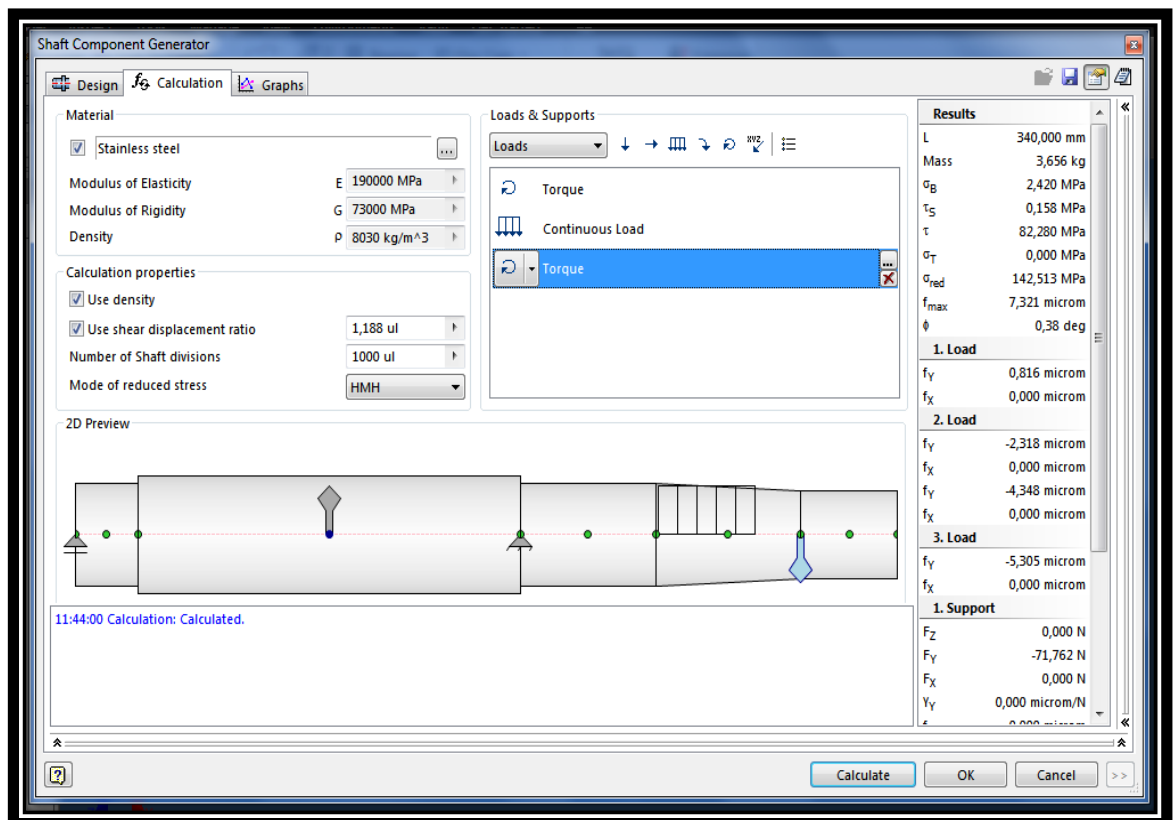
Resultados:



Fuente: Autores

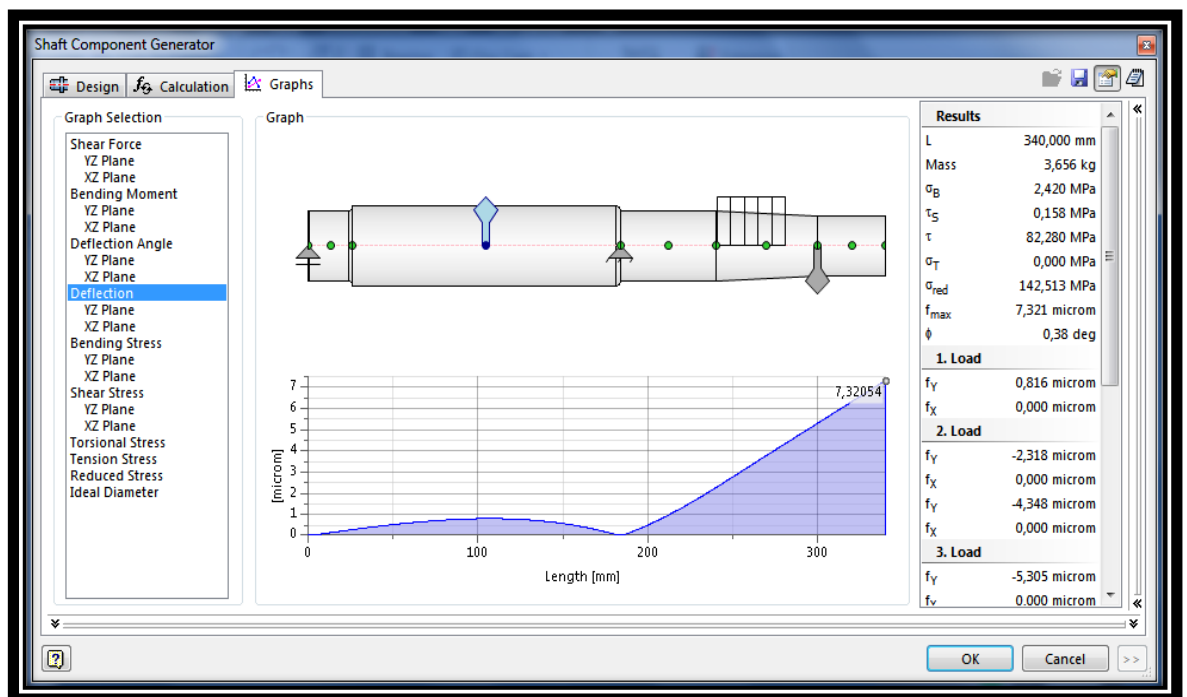
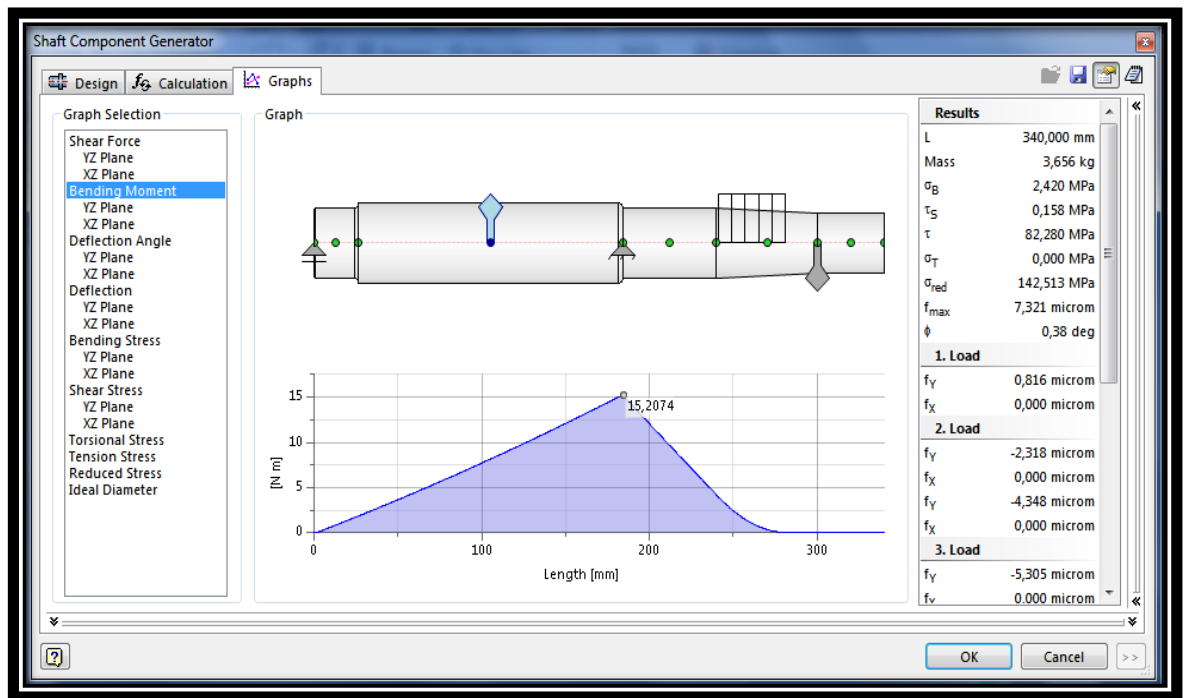
Fig. 3.36. Modelo 3D con rodamientos.

Usando Design accelerator Saffth generator:



Fuente: Autores

Fig. 3.37. Modelo 3D con rodamientos



Fuente: Autores

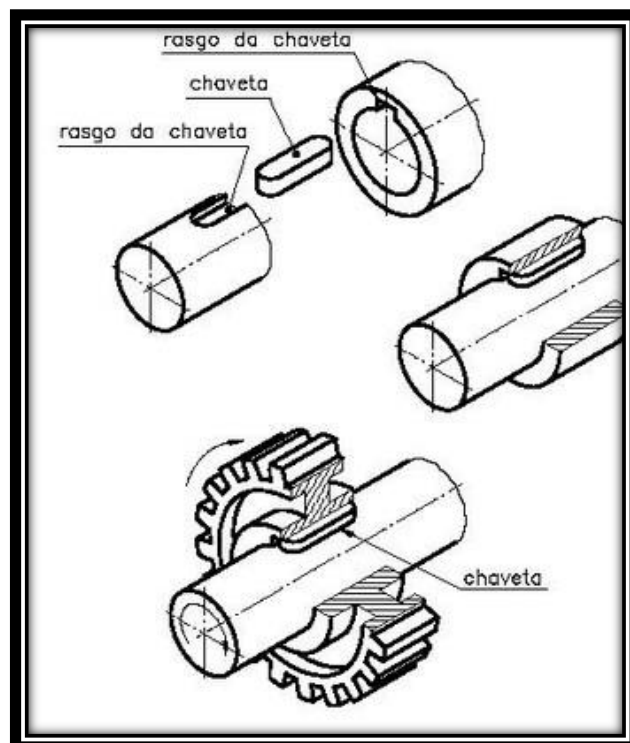
Fig. 3.38. Diagrama de resultados

La simulación nos indica un diseño óptimo.

3.11. DISEÑO DE CHAVETA

Una chaveta es un elemento de máquina que se instala en la comunicación entre un eje y la masa de una pieza con el fin de transmitir torque. La chaveta es desmontable para facilitar el ensamble y desarmado del sistema de eje. Se coloca dentro de una ranura axial que se maquina en el eje. Las chavetas se usan en el ensamble de partes de máquinas para asegurarlas contra su movimiento relativo, por lo general rotatorio., están ensamblados con un ajuste de interferencia, diseñada para transmitir el momento torsional total.

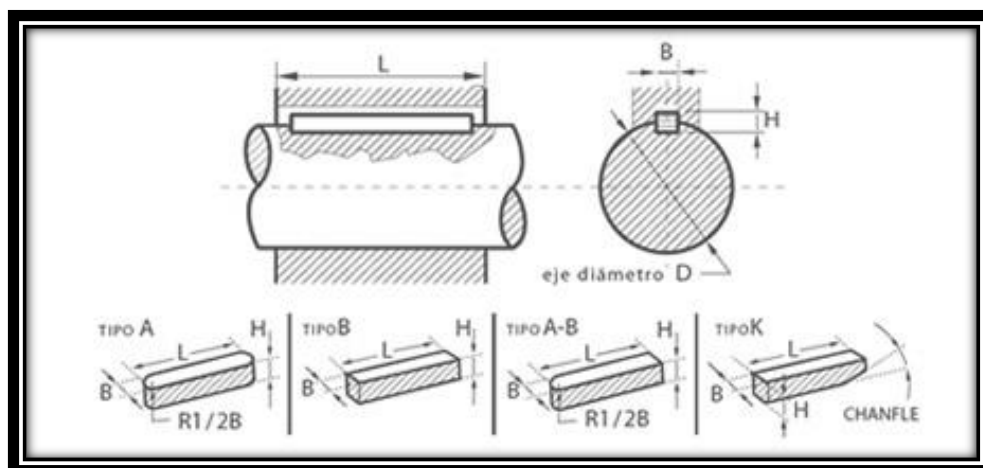
Cuando las fuerzas relativas no son grandes, se emplea una chaveta redonda, una cuña de silleta o una cuña plana. Para trabajo pesado son más adecuadas las cuñas rectangulares. Ver figura 3.39.



Fuente: http://ocw.upm.es/expresion-grafica-en-la-ingenieria/dibujo-industrial-ii/contenidos/chaveta1_1_.JPG/view

Fig. 3.39. Transmisión de movimiento de la chaveta

El tipo más común de cuñas para ejes, hasta 6.5 pulgadas de diámetro, es una chaveta cuadrada, la cual se ilustra en la figura 3.40.



Fuente: http://www.industriaskotnicasa.com.ar/pls/skotnica/h?p_url=CHAVETAS_PLANAS

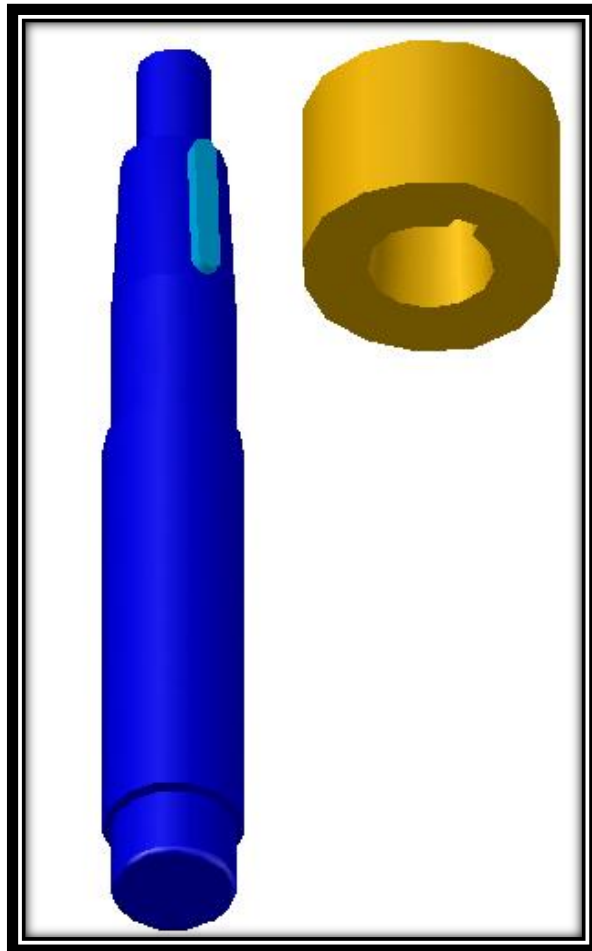
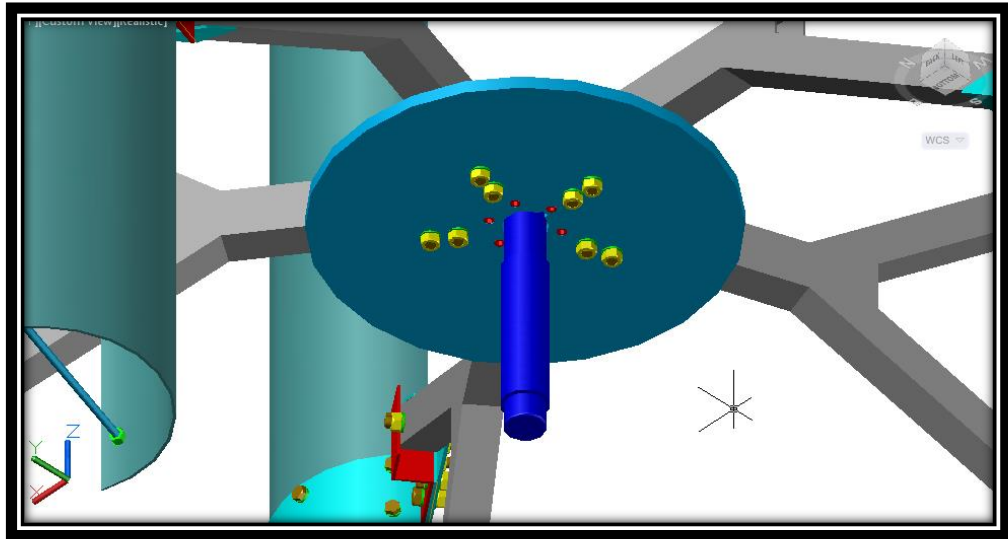
Fig. 3.40. Tipos de chavetas

En la tabla 28 se muestra las dimensiones de chavetas paralelas, en función del diámetro del eje, de forma como se especifican en la norma ANSI B 17.1-1967.

Tamaño nominal del eje		Tamaño nominal de la cuña	
Mas de	Hasta (incl.)	Ancho, W	Altura, H
5/16	7/16	3/32	3/32
7/16	9/16	1/8	1/8
9/16	7/8	3/16	3/16
7/8	1 1/4	1/4	1/4
1 1/4	1 3/8	5/16	5/16
1 3/8	1 3/4	3/8	3/8
1 3/4	2 1/4	1/2	1/2
2 1/4	2 3/4	5/8	5/8
2 3/4	3 1/4	3/4	3/4
3 1/4	3 3/4	7/8	7/8

Fuente: SHIGLEY, Joseph; MISCHKE, Charles, "Diseño en Ingeniería Mecánica", 6ta edición.

Tabla 28. Dimensiones en pulgadas de cuñas cuadradas y rectangulares estándar



Fuente: Autores

Fig.3.41.Conjunto de interfaz

3.11.1. ANÁLISIS DE ESFUERZOS PARA DETERMINAR LA LONGITUD DE LAS CHAVETAS.

Modos básicos de falla potencial de las cuñas que transmiten potencia:

- Corte a través de interfaz eje / masa
- Falla por compresión
- Debido a la acción de empuje entre los lados de la cuña y el material del eje o del cubo.

Para analizar cada uno de estos modos de falla, es necesario comprender las fuerzas que actúan sobre la cuña. Donde el par torsional sobre el eje crea una fuerza sobre la cara de la chaveta; a su vez, esta ejerce una fuerza sobre la cara de la chaveta interna de la masa a transmitir. La fuerza de reacción del chavetero, de regreso hacia la chaveta, produce un conjunto de fuerzas opuestas que someten a la chaveta a un cortante directo a través de la sección transversal, $W = H$, entonces el esfuerzo cortante es:

$$\tau = \frac{2 \cdot T}{D \cdot W \cdot L} \quad \text{Ec. 3. 31}$$

En los diseños se puede igualar el esfuerzo cortante y el esfuerzo de diseño al cortante, para la teoría de falla por esfuerzo cortante máximo:

$$\tau = \frac{0,5 \cdot S_y}{\eta_s}$$

Se iguala:

$$\frac{0,5 \cdot S_y}{\eta_s} = \frac{2 \cdot T}{D \cdot W \cdot L}$$

Despejando:

$$L = \frac{2 \cdot T \cdot \eta_s}{0,5 \cdot S_y \cdot D \cdot W}$$

Para la falla por empuje se relaciona con el esfuerzo de compresión en el lado de la chaveta, el lado del chavetero en el eje, o el lado del chavetero en la masa. El área de compresión es igual para cualquiera de estas zonas. Así, la falla sucede en la superficie que tenga la menor resistencia a la fluencia por compresión. El esfuerzo de diseño para compresión se define como:

Ec. 3. 32

$$\sigma = \frac{S_y}{\eta_s}$$

Sustituyendo se obtiene:

$$L = \frac{4 \cdot T \cdot \eta_s}{S_y \cdot D \cdot W}$$

Donde:

T = par torsional (N.m)

η_s = factor de seguridad

S_y = resistencia a la fluencia (Pa)

D = diámetro del eje (m)

W = ancho de la cuña

H = altura de la cuña

En aplicaciones industriales típicas, el factor de diseño $\eta_s = 3$, es adecuado.

3.11.2. CALCULO DE LA CHAVETA

Se analiza la chaveta de tipo plana, ya que el objetivo es que transmita el par de torsión completo.

Parámetros:

Acero AISI 1020

$$S_y = 352 \text{ MPa}$$

$$S_{ut} = 420 \text{ MPa}$$

$$n_s = 3$$

$$T = 101 \text{ N.m}$$

$$D = 0,030 \text{ mm}$$

$$W = H = 8 \text{ mm} = 0.008\text{m}$$

Según la teoría de falla por esfuerzo cortante máximo, se obtiene una longitud:

$$L = \frac{2 \cdot T \cdot \eta_s}{0,5 \cdot S_y \cdot D \cdot W}$$

$$L = \frac{2 \cdot 101 \cdot 3}{0,5 \cdot 352000000 \cdot 0,030 \cdot 0,008}$$

$$L = 0,0144 \text{ m} = 14,4 \text{ mm}$$

El esfuerzo cortante se calcula con la ecuación 3.33., con una longitud de 60 milímetros.

$$\tau = \frac{2 \cdot T}{D \cdot W \cdot L} \quad \text{Ec. 3. 33}$$

$$\tau = \frac{2 \cdot 101}{0,030 \cdot 0,008 \cdot 0,060}$$

$$\tau = 14,03 \text{ MPa}$$

El factor de seguridad se obtiene:

$$\eta_s = \frac{0,5 \cdot S_y}{\tau} \quad \text{Ec. 3. 34}$$

$$\eta_s = \frac{0,5 \cdot 352 \text{ MPa}}{14,03 \text{ MPa}}$$

$$\eta_s = 12,55$$

Según la teoría de falla por esfuerzo de compresión, obtenemos una longitud:

$$L = \frac{4 \cdot T \cdot \eta_s}{S_y \cdot D \cdot W}$$

$$L = \frac{4 \cdot 101 \cdot 3}{352000000 \cdot 0,030 \cdot 0,008}$$

$$L = 0,0144 \text{ m} = 14,4 \text{ mm}$$

El esfuerzo a compresión se calcula con una longitud de 60 milímetros.

$$\sigma = \frac{4 \cdot T}{D \cdot W \cdot L}$$

$$\sigma = \frac{4 \cdot 101}{0,030 \cdot 0,008 \cdot 0,060}$$

$$\sigma = 28,1 \text{ MPa}$$

El factor de seguridad se obtiene:

$$\eta_s = \frac{S_y}{\sigma}$$

$$\eta_s = \frac{352 \text{ MPa}}{28,1 \text{ MPa}}$$

$$\eta_s = 12,55$$

3.12. TORRE DEL AEROGENERADOR

Las torres tubulares de acero son las más comunes hoy en las construcciones para la instalación de turbinas de viento comerciales, la principal razón de esto es el poco volumen que ocupa en el terreno y los rápidos tiempos de ensamblados y colocación.

La torre es elemento que sustenta todo el aerogenerador. Las cuales se acoplan de mejor manera para elementos de baja producción y urbanos como los existentes en parques eólicos.



Fuente:<http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dge/publicaciones/uso/1/01/02/08/es/tour/wtrb/tower.htm>

Fig. 3.42. Torres tubulares de acero

3.12.1. DISEÑO DE TORRE DE AEROGENERADOR

La torre del aerogenerador diseñada en este proyecto está compuesta por tramos prefabricados en tubería de acero que cuentan con bridas en cada uno de los extremos, y son unidas con pernos "in situ". El diámetro, longitud y peso de los segmentos están acotados por la factibilidad de su transporte e izaje.

Para su fabricación se ha realizado con los siguientes parámetros:

Tubería de acero cédula 40 ASTM A53 Gr B de con una longitud 12 m de largo elaborado en secciones de 3m de acuerdo a un análisis en la estación en el terreno a ubicarse, con un diámetro de tubería de 8 pulgadas y con un espesor de 8.18mm. Dicho tubo es sostenido en su base en posición vertical, con pernos J que se encuentran empotrados desde un cubo de concreto de la cimentación que se realizó de acuerdo a un cálculo de cargas a la que va estar sometido el aerogenerador, como se detallará más adelante

3.12.2. ANÁLISIS DE ESFUERZOS EN LA TORRE.

Selección del perfil¹

Para seleccionar el perfil más adecuado asumimos a la torre como un elemento estructural simple (columna), y trabajamos por el método ASD.

Suponemos un valor de esbeltez:

$$\frac{KL}{r} = 120$$

De la tabla C-36 del manual AISC obtenemos el valor del esfuerzo permisible F_a .

¹ MC CORMAC, Diseño de estructuras metálicas, método ASD. 4ª edición, México 1999, Ed: Alfaomega.

Table C-36
Allowable Stress
For Compression Members of 36-ksi Specified Yield Stress Steel*

$F_y = 36 \text{ ksi}$

$\frac{KL}{r}$	F_a (ksi)	$\frac{KL}{r}$	F_a (ksi)	$\frac{KL}{r}$	F_a (ksi)	$\frac{KL}{r}$	F_a (ksi)	$\frac{KL}{r}$	F_a (ksi)
1	21.56	41	19.11	81	15.24	121	10.14	161	5.76
2	21.52	42	19.03	82	15.13	122	9.99	162	5.69
3	21.48	43	18.95	83	15.02	123	9.85	163	5.62
4	21.44	44	18.86	84	14.90	124	9.70	164	5.55
5	21.39	45	18.78	85	14.79	125	9.55	165	5.49
6	21.35	46	18.70	86	14.67	126	9.41	166	5.42
7	21.30	47	18.61	87	14.56	127	9.26	167	5.35
8	21.25	48	18.53	88	14.44	128	9.11	168	5.29
9	21.21	49	18.44	89	14.32	129	8.97	169	5.23
10	21.16	50	18.35	90	14.20	130	8.84	170	5.17
11	21.10	51	18.26	91	14.09	131	8.70	171	5.11
12	21.05	52	18.17	92	13.97	132	8.57	172	5.05
13	21.00	53	18.08	93	13.84	133	8.44	173	4.99
14	20.95	54	17.99	94	13.72	134	8.32	174	4.93
15	20.89	55	17.90	95	13.60	135	8.19	175	4.88
16	20.83	56	17.81	96	13.48	136	8.07	176	4.82
17	20.78	57	17.71	97	13.35	137	7.96	177	4.77
18	20.72	58	17.62	98	13.23	138	7.84	178	4.71
19	20.66	59	17.53	99	13.10	139	7.73	179	4.66
20	20.60	60	17.43	100	12.98	140	7.62	180	4.61
21	20.54	61	17.33	101	12.85	141	7.51	181	4.56
22	20.48	62	17.24	102	12.72	142	7.41	182	4.51
23	20.41	63	17.14	103	12.59	143	7.30	183	4.46
24	20.35	64	17.04	104	12.47	144	7.20	184	4.41
25	20.28	65	16.94	105	12.33	145	7.10	185	4.36
26	20.22	66	16.84	106	12.20	146	7.01	186	4.32
27	20.15	67	16.74	107	12.07	147	6.91	187	4.27
28	20.08	68	16.64	108	11.94	148	6.82	188	4.23
29	20.01	69	16.53	109	11.81	149	6.73	189	4.18
30	19.94	70	16.43	110	11.67	150	6.64	190	4.14
31	19.87	71	16.33	111	11.54	151	6.55	191	4.09
32	19.80	72	16.22	112	11.40	152	6.46	192	4.05
33	19.73	73	16.12	113	11.26	153	6.38	193	4.01
34	19.65	74	16.01	114	11.13	154	6.30	194	3.97
35	19.58	75	15.90	115	10.99	155	6.22	195	3.93
36	19.50	76	15.79	116	10.85	156	6.14	196	3.89
37	19.42	77	15.69	117	10.71	157	6.06	197	3.85
38	19.35	78	15.58	118	10.57	158	5.98	198	3.81
39	19.27	79	15.47	119	10.43	159	5.91	199	3.77
40	19.19	80	15.36	120	10.28	160	5.83	200	3.73

*When element width-to-thickness ratio exceeds noncompact section limits of Sect. B5.1, see Appendix B5.
 Note: $C_u = 126.1$

Fuente: MC CORMAC, Diseño de estructuras metálicas, método ASD. 4ª edición,
México 1999, Ed: Alfaomega.

Tabla 29. Esfuerzo permisible del material

Donde: $F_a = 10.28 \text{ Ksi}$

Con este valor de F_a calculamos el área requerida.

$$F_a = \frac{P_{cr}}{A_{req}}$$

Dónde:

F_a = Esfuerzo permisible a compresión

P_{cr} = Carga crítica de la columna

A_{req} = Mínimo valor de área para soportar la carga crítica.

Entonces:

$$A_{req} = \frac{P_{cr}}{F_a}$$

Dónde:

F_a = 10.28 Ksi

P_{cr} = carga viva total = 350 Kg = 771 lb

$$A_{req} = \frac{771 \text{ lb}}{10280 \text{ lb/pul}^2} = 0,075 \text{ pul}^2$$

Con este valor debemos seleccionar un perfil estructural con un área cercana a la misma.

Analizando las opciones de perfiles, debemos escoger la que mejor superficie que distribuya el viento, que sea estético y de fácil montaje, por lo que se seleccionará un perfil cilíndrico (tubo estructural).

Se usará para la torre un perfil tubular $\phi = 8''$, cedula 40, debido a que este perfil es provisto por las personas que financian el proyecto.


Comprobación como columna:

Datos del tubo²

² Manual Of Steel Contruction; ASD

PIPE

Dimensions and properties



Dimensions				Weight per Ft Lbs. Plain Ends	Properties				Schedule No.
Nominal Diameter In.	Outside Diameter In.	Inside Diameter In.	Wall Thickness In.		A In. ²	I In. ⁴	S In. ³	r In.	
Standard Weight									
1/2	.840	.622	.109	.85	.250	.017	.041	.261	40
3/4	1.050	.824	.113	1.13	.333	.037	.071	.334	40
1	1.315	1.049	.133	1.68	.494	.087	.133	.421	40
1 1/4	1.660	1.380	.140	2.27	.669	.195	.235	.540	40
1 1/2	1.900	1.610	.145	2.72	.799	.310	.326	.623	40
2	2.375	2.067	.154	3.65	1.07	.666	.561	.787	40
2 1/2	2.875	2.469	.203	5.79	1.70	1.53	1.06	.947	40
3	3.500	3.068	.216	7.58	2.23	3.02	1.72	1.16	40
3 1/2	4.000	3.548	.226	9.11	2.68	4.79	2.39	1.34	40
4	4.500	4.026	.237	10.79	3.17	7.23	3.21	1.51	40
5	5.563	5.047	.258	14.62	4.30	15.2	5.45	1.88	40
6	6.625	6.065	.280	18.97	5.58	28.1	8.50	2.25	40
8	8.625	7.981	.322	28.55	8.40	72.5	16.8	2.94	40
10	10.750	10.020	.365	40.48	11.9	161	29.9	3.67	40
12	12.750	12.000	.375	49.56	14.6	279	43.8	4.38	—

Fuente: Manual Of Steel Contruction; ASD

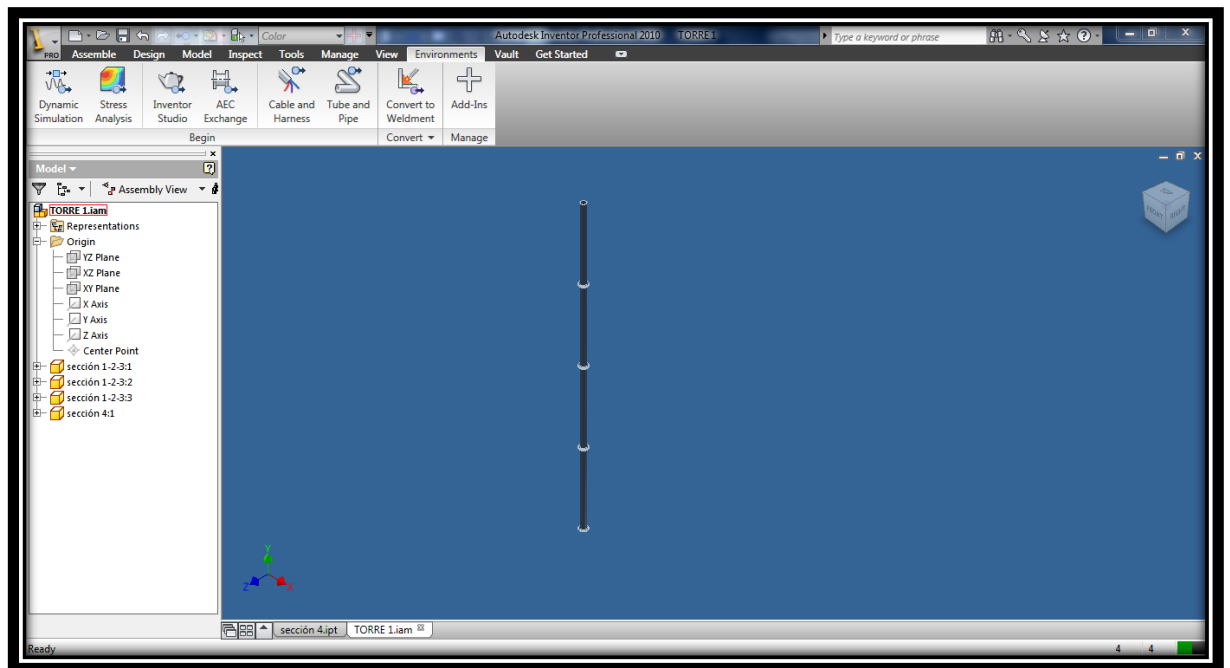
Tabla 30. Dimensiones en pulgadas de cuñas cuadradas y rectangulares estándar

Ya con el perfil seleccionado lo simularemos en Autodesk Inventor con todas las cargas de la torre.

Asignación de parámetros de diseño:

Presión ejercida por el viento	88,2 Pa
Momento torsor ejercido por la fuerza tangencial F= 317,5 N	635 N.m
Carga viva sobre la columna	305 Kg = 3430 N

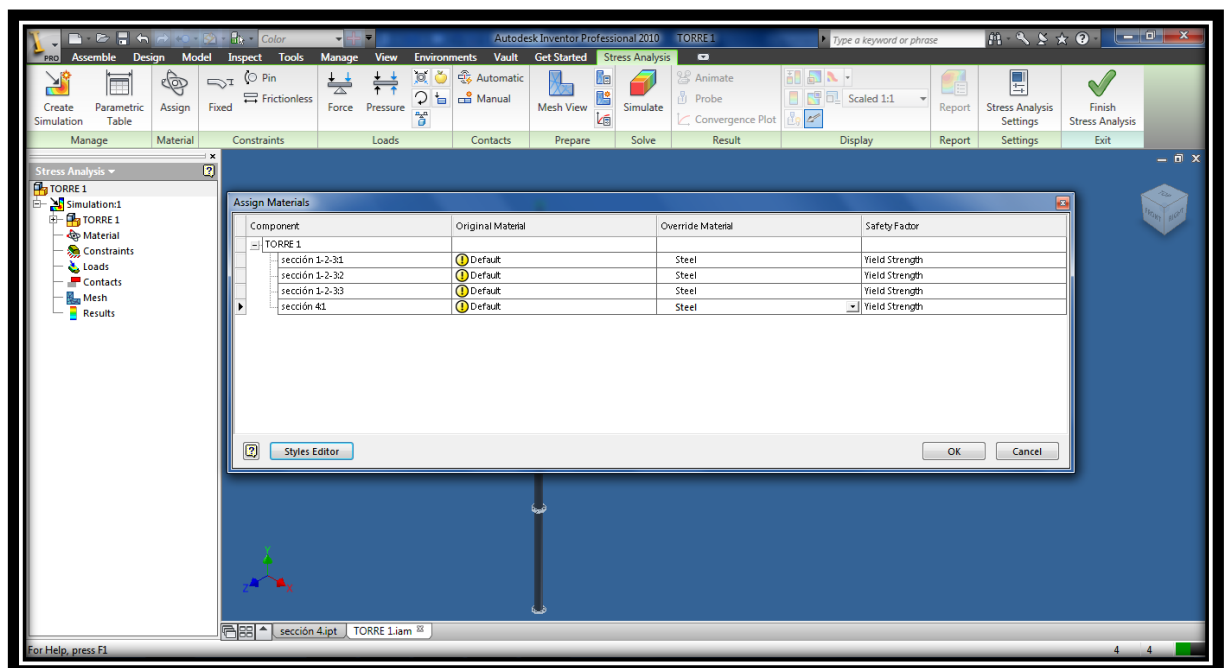
3.12.3. SIMULACIÓN EN INVENTOR:



Fuente: Autores

Fig.3.43. Torre 3D

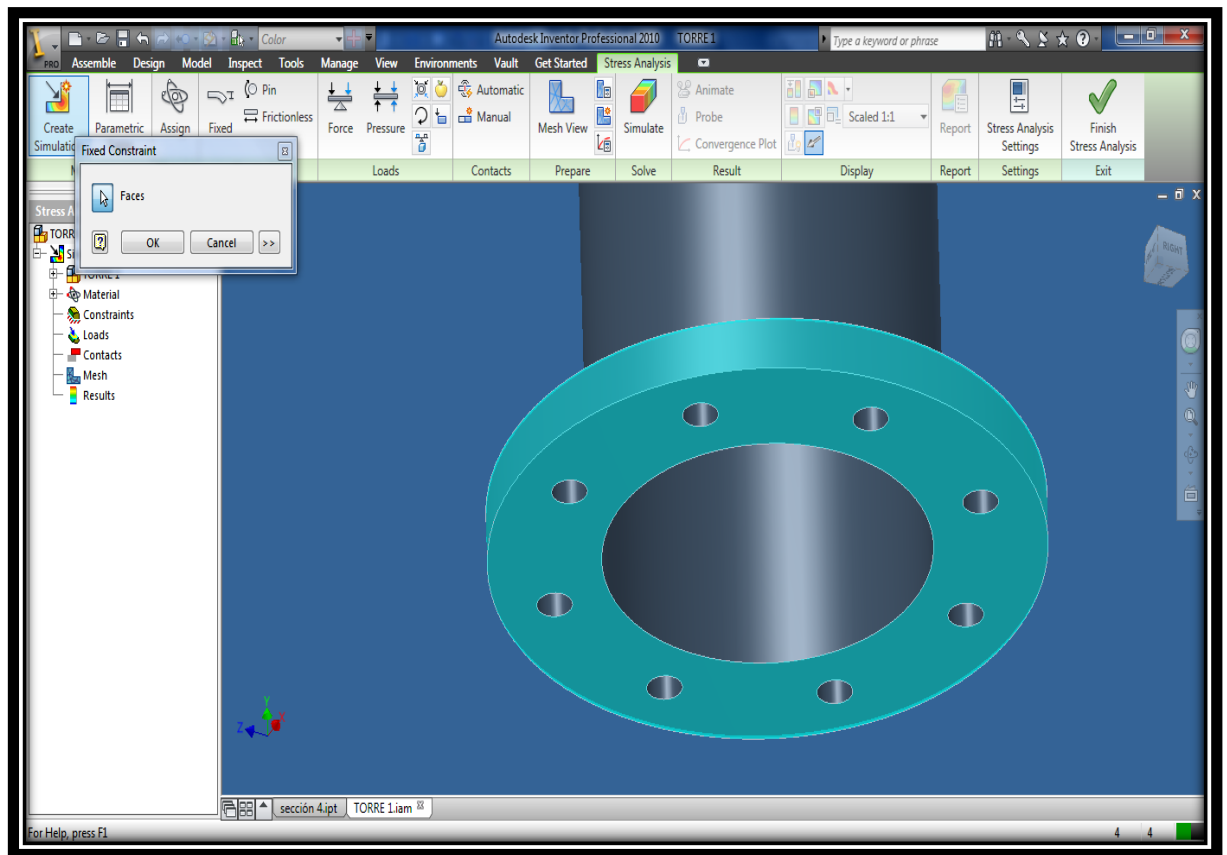
Designación de material:



Fuente: Autores

Fig.3.44. Asignación de fuerzas

Asignación de restricciones en la base (restringido de movimiento en toda la base, para simular el empotramiento).



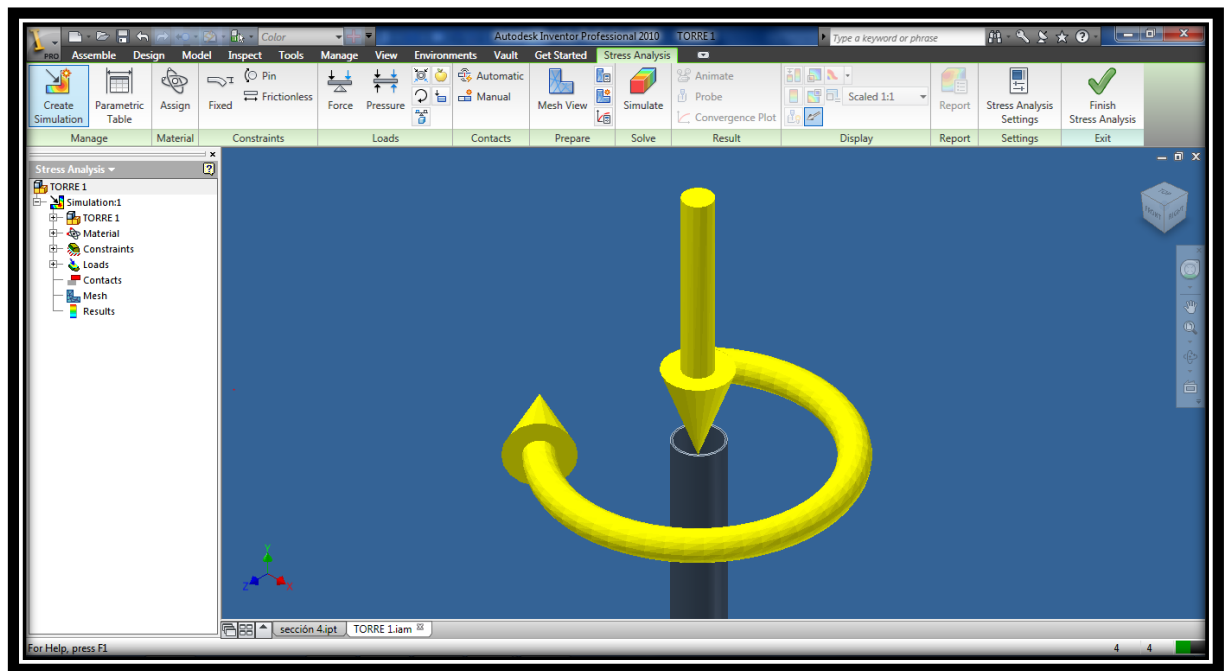
Fuente: Autores

Fig.3.45. Tubería y brida 3D

Asignación de cargas:

Carga viva $350 \text{ Kg} = 3430 \text{ N}$

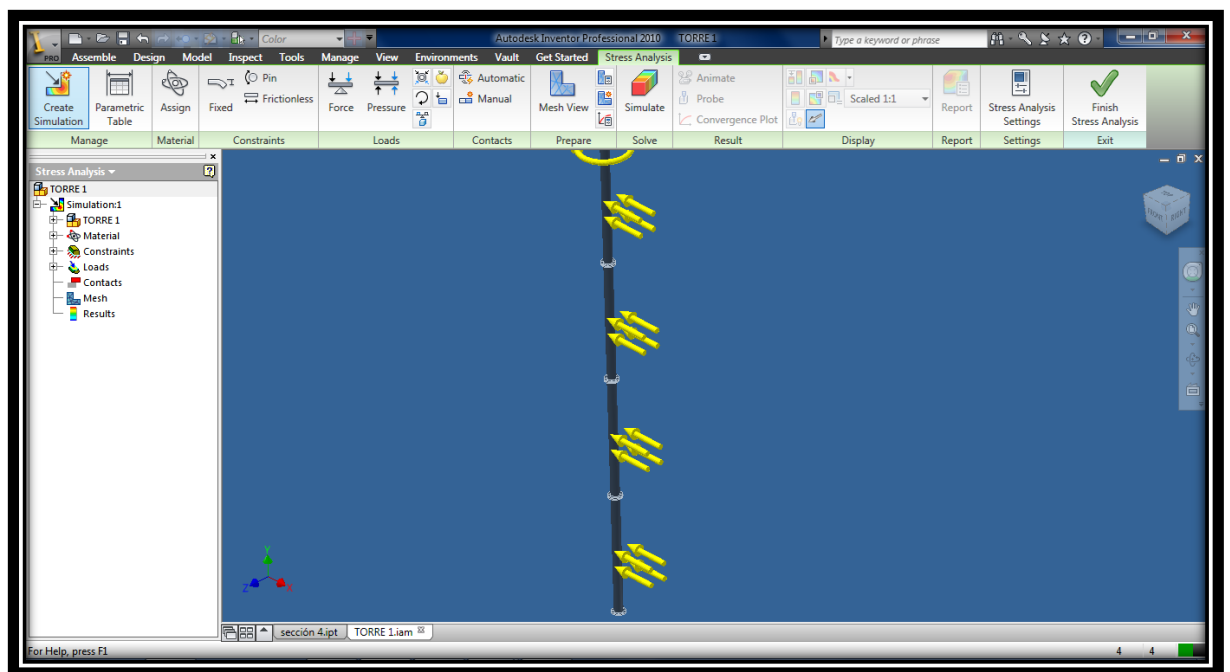
Momento torsor producido por la fuerza tangencial $M=635 \text{ N}$



Fuente: Autores

Fig.3.46. Fuerza sobre la tubería

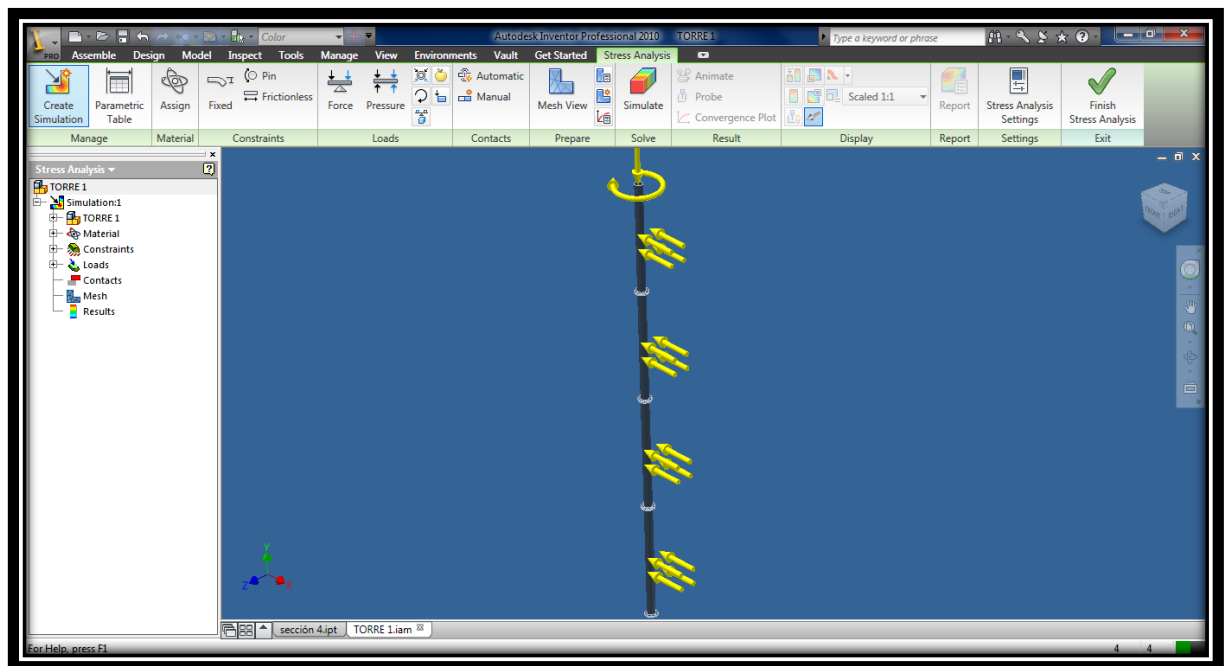
Presión ejercida por el viento $p = 88,2 \text{ Pa}$



Fuente: Autores

Fig.3.47. Fuerza distribuidas en la tubería

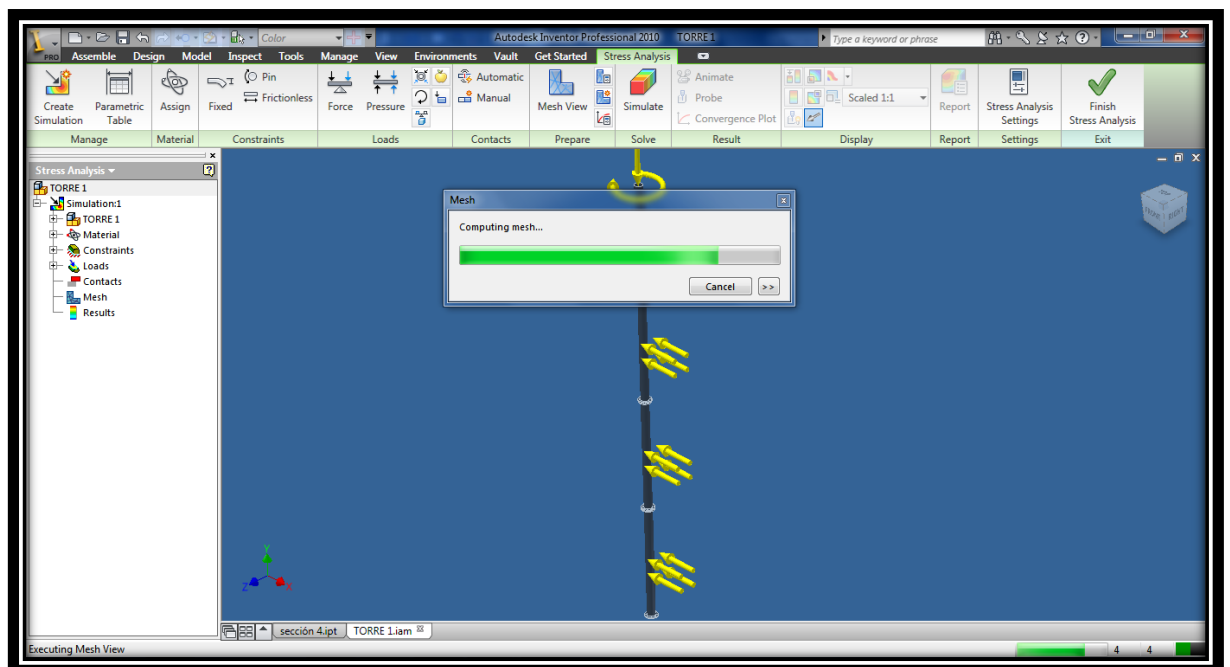
Cargas totales:



Fuente: Autores

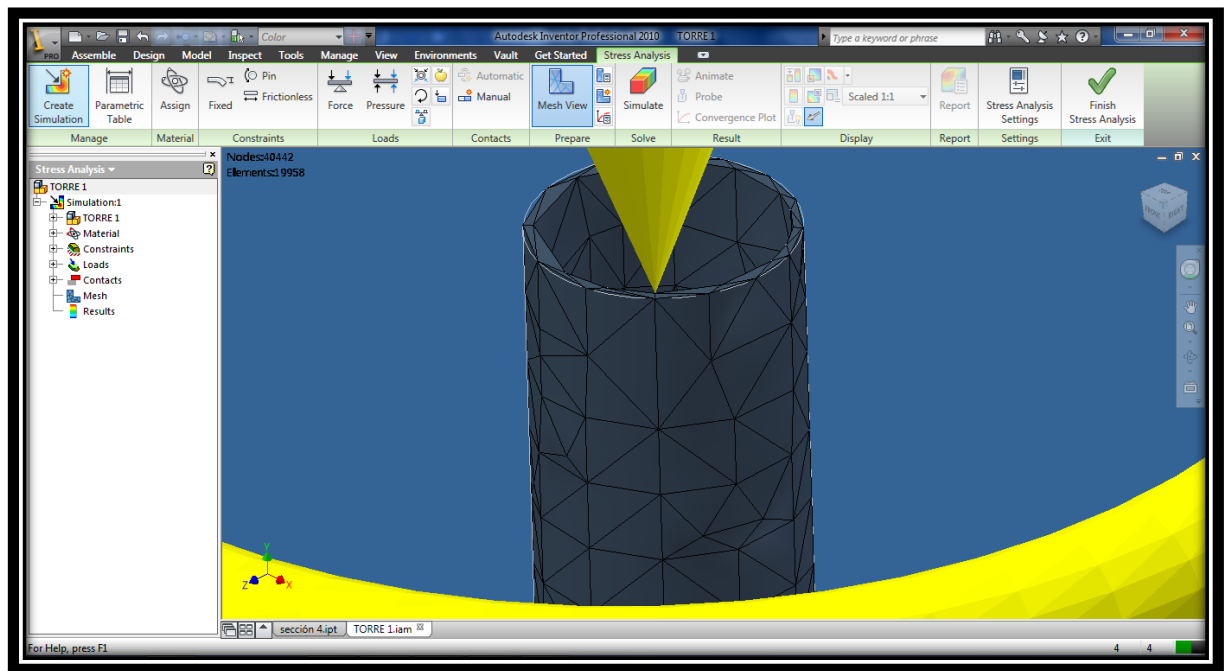
Fig.3.48. Diagrama de fuerzas

Mallado:



Fuente: Autores

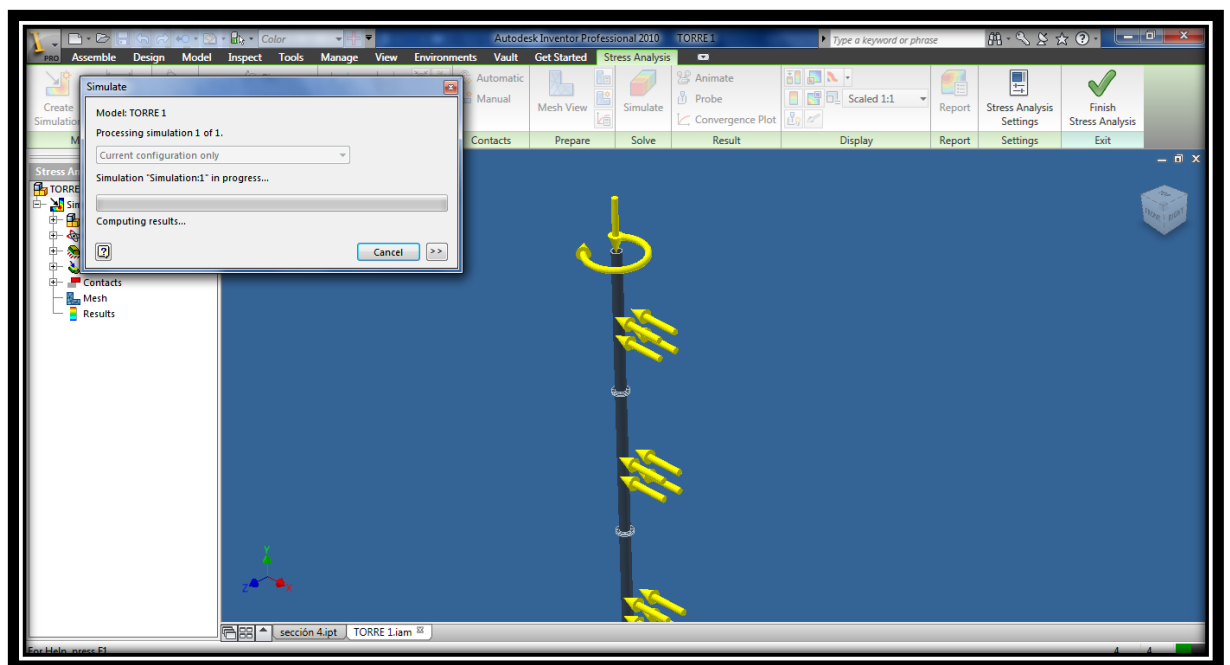
Fig.3.49. Simulación



Fuente: Autores

Fig.3.50. Mallado en tubería

Simulación:

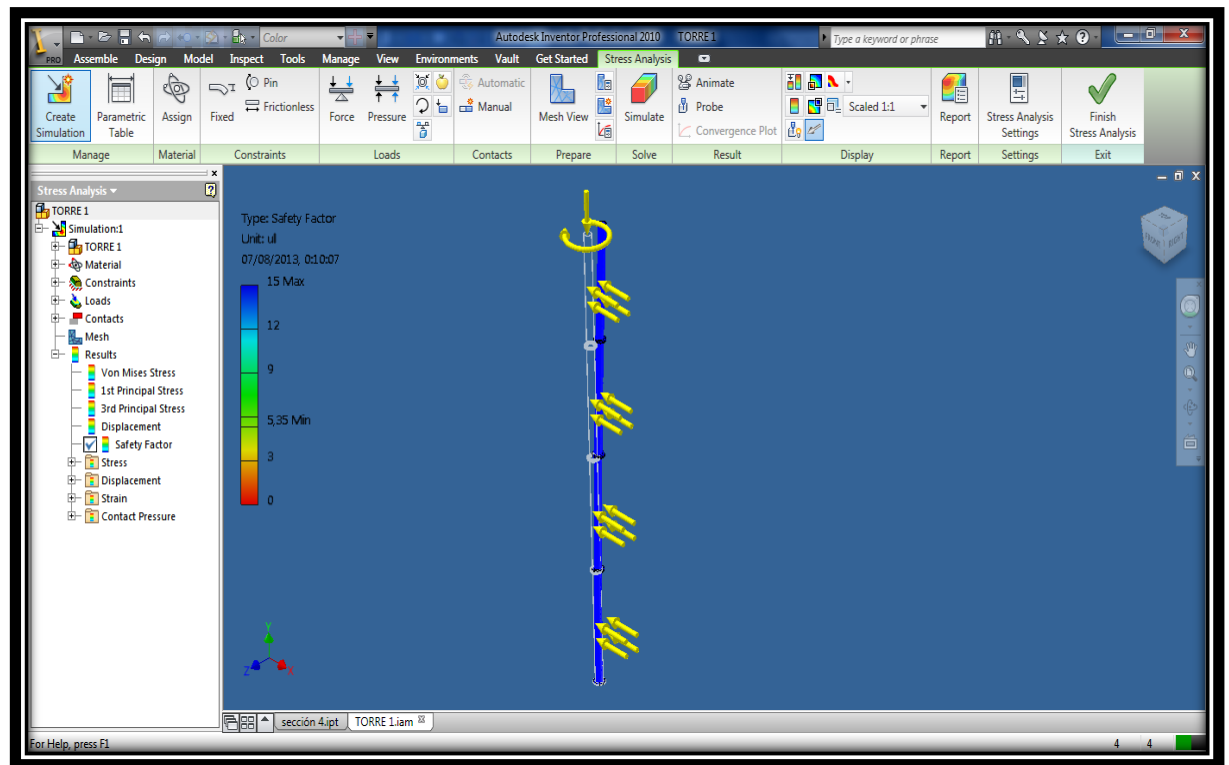


Fuente: Autores

Fig.3.51. Simulación de fuerza sobre la tubería

Resultados:

Factor de seguridad

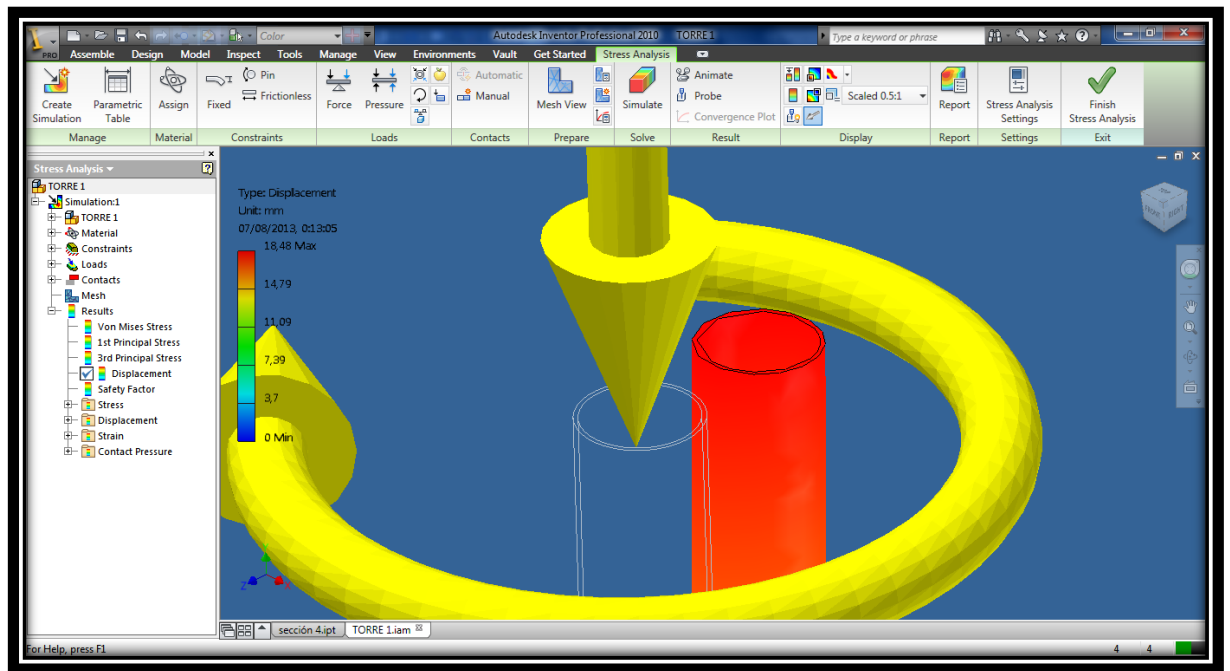


Fuente: Autores

Fig.3.52. Resultados de las fuerzas sobre la tubería

La zona azul nos indica un factor de seguridad de 15, lo que nos indica que la selección del tubo es la óptima.

Deflexiones:



Fuente: Autores

Fig.3.53. Deflexión de la tubería

El programa nos indica un desplazamiento máximo de 18,48 mm. El mismo que lo compararemos con la deflexión admisible:

$$[\delta] = \frac{L}{350}$$

$$[\delta] = \frac{12000}{350} = 34,28 \text{ mm}$$

Teniendo

$$18,48 < 34,28$$

Por lo que se considera un diseño seguro, en lo que se refiere a deflexiones.

Cuadro de resultados totales:

Material(s)		
Name	Steel	
General	Mass Density	7,85 g/cm ³
	Yield Strength	207 MPa
	Ultimate Tensile Strength	345 MPa
Stress	Young's Modulus	210 GPa
	Poisson's Ratio	0,3 ul
	Shear Modulus	80,7692 GPa
Stress Thermal	Expansion Coefficient	0,00000000012 ul/c
	Thermal Conductivity	56 W/(m K)
	Specific Heat	460 J/(kg c)
Part Name(s)	sección 1-2-3 sección 1-2-3 sección 1-2-3 sección 4	

Result Summary		
Name	Minimum	Maximum
Volume	73394400 mm ³	
Mass	576,146 kg	
Von Mises Stress	0,0000000538686 MPa	38,6767 MPa
1st Principal Stress	-5,20503 MPa	47,3545 MPa
3rd Principal Stress	-20,1765 MPa	0,85432 MPa
Displacement	0 mm	18,4845 mm
Safety Factor	5,35206 ul	15 ul
Stress XX	-15,7353 MPa	20,9213 MPa
Stress XY	-11,9447 MPa	12,7072 MPa
Stress XZ	-6,43624 MPa	6,66965 MPa
Stress YY	-18,1942 MPa	47,1832 MPa
Stress YZ	-21,2562 MPa	12,1009 MPa
Stress ZZ	-13,403 MPa	14,0113 MPa
X Displacement	-1,98095 mm	0,000190123 mm
Y Displacement	-0,367356 mm	0,317883 mm
Z Displacement	-18,3838 mm	0,0000264757 mm
Equivalent Strain	0,00000000000025817 ul	0,000161034 ul
1st Principal Strain	-0,00000147025 ul	0,000180597 ul
3rd Principal Strain	-0,000152907 ul	0,00000263794 ul
Strain XX	-0,0000473053 ul	0,0000525254 ul
Strain XY	-0,0000739431 ul	0,0000786637 ul
Strain XZ	-0,0000398434 ul	0,0000412883 ul
Strain YY	-0,0000742415 ul	0,000179536 ul
Strain YZ	-0,000131586 ul	0,0000749105 ul
Strain ZZ	-0,0000641037 ul	0,0000718222 ul
Contact Pressure	0 MPa	66,1329 MPa
Contact Pressure X	-11,2339 MPa	15,2435 MPa

Fuente: Autores

Tabla 31. Resultados

Conclusión:

La simulación nos indica un diseño favorable y seguro, por lo que se procederá a elaborar los planos respectivos.

3.13. DISEÑO DE PERNOS

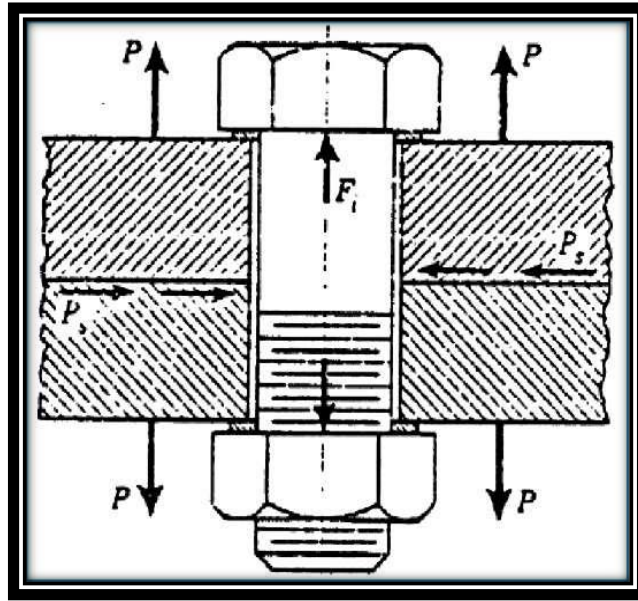
Un perno es un sujetador con cabeza y vástago recto roscado, pensado para utilizarse con una tuerca, a fin de mantener unido un conjunto. Un perno está fabricado para ser mantenido estacionario, en tanto que se aprieta una tuerca sobre el mismo para hacer la unión.

Una de las aplicaciones principales de los pernos y tuercas es sujetar las piezas juntas en situaciones donde las cargas aplicadas colocan los pernos a tensión. Es práctica común precarga la unión apretando los pernos con un par de torsión suficiente para crear cargas a tensión cercanas a su resistencia de prueba.

3.13.1. ANÁLISIS DE PERNOS PARA SOPORTAR CARGA A TENSIÓN

El análisis de la tensión en juntas atornilladas se hará a partir de la figura 3.54, se supone que el perno tiene una precarga inicial y se aplica una carga P . Esta carga P se reparte entre el perno y las piezas unidas respectivamente.

La partición depende de la relación entre las rigideces de ambos elementos (siempre que se mantenga el contacto), además se definen las siguientes variables y la carga a tensión.



Fuente: SHIGLEY, Joseph; MISCHKE, Charles, “Diseño en Ingeniería Mecánica”, 6ta edición

Fig. 3.54. Junta atornillada

$$F_i = 0,75 (F_p - C n F_{perno}) \quad \text{Ec. 3. 35}$$

Dónde:

$$C = \left(\frac{K_b}{K_m + K_b} \right) \quad \text{Ec. 3. 36}$$

$$F_i = 0,75 (A_t S_p - C n P)$$

Dónde:

C = constante de rigidez

K_b = constante de rigidez del perno

K_m = módulo de rigidez de los miembros de la junta atornillada

F_{perno} = la carga externa que se aplica

Fi = es la precarga

El módulo de rigidez de los miembros de la junta atornillada es:

$$K_m = \frac{\pi \cdot E \cdot D}{2 \ln \left[5 \left(\frac{l+0,5D}{l+2,5D} \right) \right]} \quad \text{Ec. 3. 37}$$

$$K_b = \frac{A \cdot E}{l} = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot E}{4 l} \quad \text{Ec. 3. 38}$$

Dónde:

D = diámetro del perno

E = módulo de elasticidad del material

l = longitud de agarre de la junta atornillada

La condición para seguridad de precarga debe estar en el siguiente intervalo:

$$0,6 < F_i < 0,9 F_p$$


Donde F_p es la carga de prueba y es igual a:

$$F_p = A_t \cdot S_p \quad \text{Ec. 3. 39}$$

Dónde:

A_t = área de esfuerzos a la tensión

S_p = resistencia a prueba, obtener valores de la Tabla 32.

Propiedades mecánicas de elementos roscados de clase métrica					
Clase	Rango del diámetro	Carga de prueba [MPa]	Esfuerzo de ruptura [MPa]	Material	Marcado de la cabeza
4.6	M5 - M36	225	400	Acero de bajo carbono ó acero al carbono	
4.8	M1.6 - M16	310	420	Acero de bajo carbono ó acero al carbono	
5.8	M5 - M24	380	520	Acero de bajo carbono ó acero al carbono	
8.8	M16 - M36	600	830	Acero al carbono, Templado y Revenido	
9.8	M1.6 - M16	650	900	Acero al carbono, Templado y Revenido	
10.9	M5 - M36	830	1040	Acero de bajo carbono martensítico, Templado y Revenido	
12.9	M1.6 - M36	970	1220	Acero aleado, Templado y Revenido	

Fuente: SHIGLEY, Joseph; MISCHKE, Charles, "Diseño en Ingeniería Mecánica", 6ta edición

Tabla 32. Especificaciones para el acero usado en los pernos de la serie en milímetros.

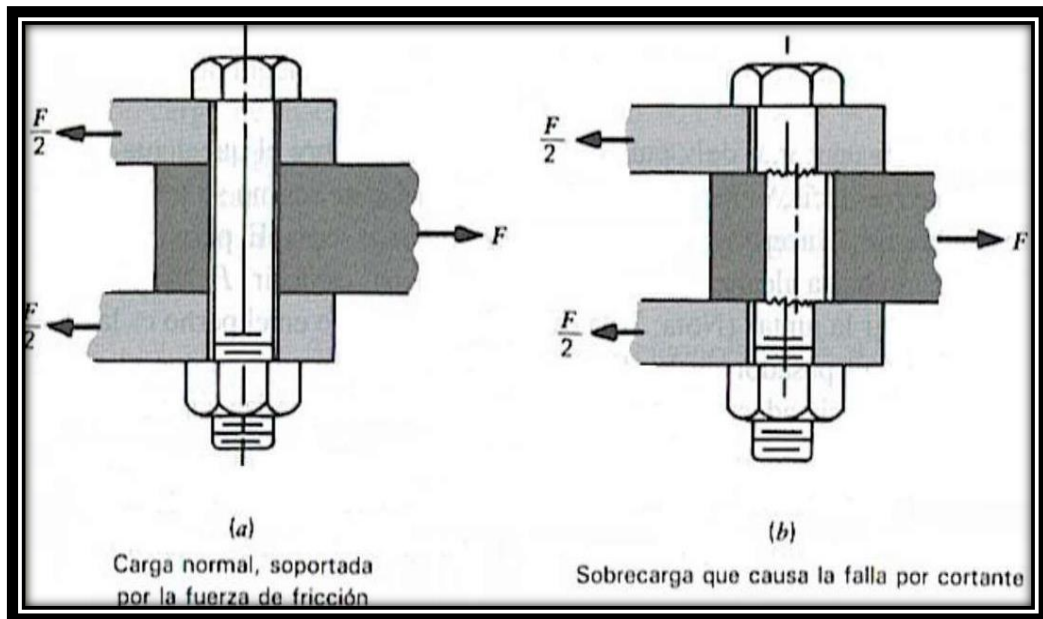
Determinamos un factor de seguridad contra la separación de la unión a partir de:

$$\eta_{seg} = \frac{F_p - F_i}{P C}$$

3.13.2. ANÁLISIS DE PERNOS PARA SOPORTAR CARGA A CORTE

Los pernos se utilizan de igual manera para resistir cargas al cortante. Según se observa en la figura 3.55, esta aplicación es más común en el diseño estructural que en el diseño de máquinas. La precarga a tensión en este caso tiene la finalidad de crear elevadas fuerzas de fricción entre los elementos atornillados que pueden resistir la carga por cortante. Por lo que, los pernos siguen cargados a tensión con alta precarga.

Si la fricción en la unión no es suficiente para soportar las cargas de cortante, entonces los pernos quedarán colocados a cortante directo.



Fuente: SHIGLEY, Joseph; MISCHKE, Charles, “Diseño en Ingeniería Mecánica”, 6ta edición

Fig. 3.55. Perno sometido a corte doble

El esfuerzo cortante al que está sometido el perno es:

$$\tau = \frac{F_{\text{perno}}}{A} = \frac{4 F_{\text{perno}}}{\pi \cdot D^2} \quad \text{Ec. 3. 40}$$

Dónde:

F_{perno} = fuerza que soporta cada perno

D = diámetro del perno

A = área de corte

La resistencia de fluencia al corte se obtiene de:

$$S_{sy} = 0,577 S_y$$

Determinamos un factor de seguridad a partir de:

$$\eta_{seg} = \frac{S_{sy}}{\tau}$$

3.13.3. SELECCIÓN DE LOS PERNOS PARA EL CONJUNTO AEROGENERADOR

La selección de pernos la hacemos para soportar cargas a tensión y para soportar cargas a corte, para la selección de los pernos tomaremos en cuenta el peso y tipo del material, este cálculo se lo determinara por partes.

3.13.4. CALCULO DE PERNOS

3.13.4.1. SUJECCIÓN DE ASPA

Para calcular el número de pernos necesarios para la sujeción el aspa se realizade la siguiente manera:

Según el método de método ASD McCormac, se hace referencia a la colocación de tornillos en sujeción o de unión por aplastamiento estipula una distancia minima entre cetros para agujeros estándar $2 \frac{2}{3}$ de diámetro.

Distancia mínima al borde:

Según el método de ASD McCormac, los tornillos no deben ubicarce muy cerca de los bordes, el punzado de los agujeros puede ocasión que se abombe o agriete el agujero u otro caso el desgarre del material, por lo cual es recomendable mantener una distancia de 2 veces el diámetro del sujetador.

NUMERO DE PERNOS.

$$\text{Resistencia de cortante por tornillo} = (0,75)(4 \times 0,0000502)(165 \text{MPa})$$

$$\text{Resistencia por cortante de tornillo} = 24,88 \text{ KN}$$

$$\text{Numero de tornillos requerido} = \frac{\text{carga del aspas}}{\text{Resitencia de cortante por tornillo}}$$

$$\text{Numero de tornillos requerido} = \frac{\text{Carga del aspa}}{\text{Resitencia de cortante por tornillo}}$$

$$\text{Numero de tornillos requerido} = \frac{22,38 \text{ N}}{24,8 \text{ KN}}$$

$$\text{Numero de tornillos requerido} = 0,00089$$

Como conclusión del análisis del número de pernos podemos mencionar que por la carga actuante a corte nos tenemos un dato real, por lo cual la selección va a ser tomada a criterio del fabricante por otros factores que dependen de la exposición de a la intemperie y por acomodamiento y eliminación de espacios donde se pueda alojar agua y provocar corrosión, para nuestro caso el material es de aluminio pero en la sección de los pernos puede que exista falla por una mala aplicación del proceso de galvanizado y produzca corrosión.

Por lo que se tomó la decisión de colocar en cada elemento de sujeción de las aspas 2 hileras de pernos compuestos por 5 unidades cada uno.



Fuente: Autores

Fig. 3.56. Aspa de aerogenerador

El peso de las aspas de material de aluminio a sujetarse es de:

$$Peso = 2,28 \text{ kg} = 22,36 \text{ N}$$

La fuerza de ruptura es igual a la fuerza ya calculada para el caso de tener una velocidad (ráfaga de viento de 12 m/s), esta fuerza tiene un valor de:

$$Fr = 317,52 \text{ N}$$

3.13.4.1.1. CARGA A CORTE.

Con esta selección se puede determinar si los pernos pueden soportar cargas a corte, para ello se calcula el esfuerzo cortante al que está sometido al perno:

$$\tau = \frac{P}{A} = \frac{4P}{\pi \cdot D^2}$$

Utilizamos 20 pernos, esta fuerza se distribuirá en cada uno de los pernos:

$$F_{perno} = \frac{P}{\# \text{ Pernos}}$$

$$F_{perno} = \frac{28,36 \text{ N}}{20}$$

$$F_{perno} = 1,11 \text{ N}$$

El esfuerzo cortante es:

$$\tau = \frac{4 P}{\pi \cdot D^2}$$

$$\tau = \frac{4 \cdot 1,11 \text{ N}}{\pi \cdot (0,008 \text{ m})^2}$$

$$\tau = 0,022 \times 10^6 \text{ MPa}$$

La resistencia de fluencia al corte se obtiene:

$$S_{sy} = 0,577 S_y$$

Dónde:

$$S_y = 165 \text{ MPa}$$

$$S_{sy} = 0,577 \cdot (165 \text{ MPa})$$

$$S_{sy} = 91,9 \text{ MPa}$$

Determinamos el factor de seguridad:

$$\eta_{seg} = \frac{S_{sy}}{\tau}$$

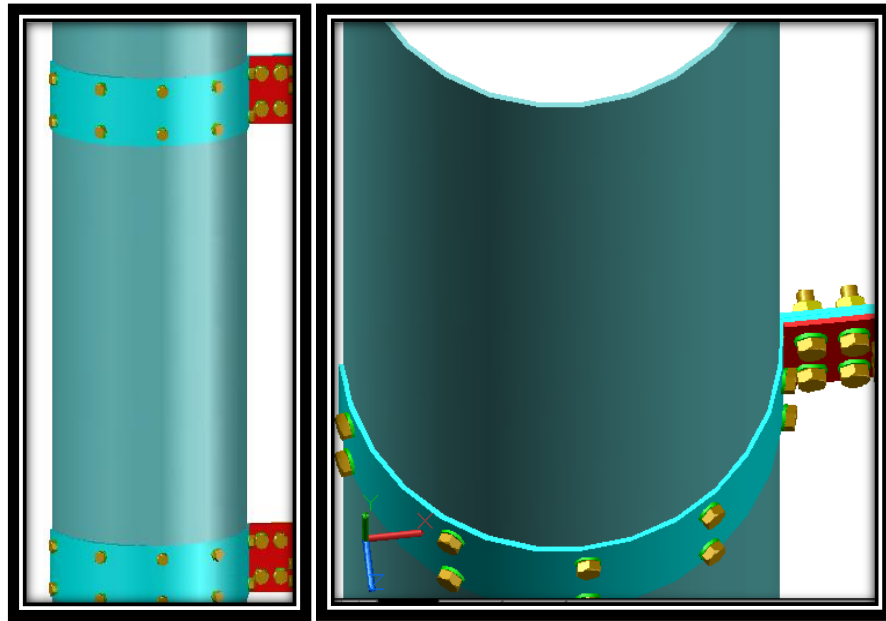
$$\eta_{seg} = \frac{91,9 \text{ MPa}}{0,022 \text{ MPa}}$$

$$\eta_{seg} = 4327$$

Despues de haber realizado el analisis para soportar cargas a corte, queda comprobado que los pernos seleccionados son los adecuados y factibles para la sujecion.

3.13.4.2. SUJECIÓN DEL BRAZO CON EL ASPA

Para este análisis se realiza al sujetando a conjunto del aspa con ocho pernos inoxidables M8 x 25mm. Ver figura 3.57.



Fuente: Autores

Fig. 3.57.Soportes del aspa de aerogenerador

El peso del conjunto total del aspa sujetarse con el brazo:

Peso = Aspa + 20 perno + unión del aspa

$$\text{Peso} = 2,28 \text{ kg} + 0,2 \text{ kg} + 1,25 \text{ kg} = 3,73 \text{ kg} = 36,6 \text{ N}$$

La fuerza para calcular los pernos es igual a la fuerza del viento ya calculada para el caso de tener una velocidad (ráfaga de viento de 12 m/s), esta fuerza tiene un valor de:

$$F = 317,52 \text{ N}$$

3.13.4.2.1. CARGA A TENSIÓN

El peso del aspa se divide en ocho pernos, por lo tanto la carga externa aplicada es de:

$$F_{perno} = \frac{F}{\# Pernos}$$

$$F_{perno} = \frac{317,52N}{8}$$

$$F_{perno} = 39,69N$$

Determinamos K_m :

$E: 70 \text{ kN/mm}^2 = 70 \text{ GPa}$

$$K_m = \frac{\pi \cdot E \cdot D}{2 \ln \left[5 \left(\frac{l+0,5D}{l+2,5D} \right) \right]}$$

$$K_m = \frac{\pi \cdot 70^9 Pa \cdot 0,008m}{2 \ln \left[5 \left(\frac{0,025+0,5 \cdot 0,008}{0,025+2,5 \cdot 0,008} \right) \right]}$$

$$K_m = 0,752 \cdot 10^9 \frac{N}{m}$$

Se obtiene el valor de K_b :

$$K_b = \frac{A \cdot E}{l} = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot E}{4 l}$$

$$K_b = \frac{\pi \cdot 0,008^2 \cdot 70^9 Pa}{4 \cdot 0,025}$$

$$K_b = 0,141 \cdot 10^9 \frac{N}{m}$$

El valor de la constante de rigidez es de:

$$C = \left(\frac{K_b}{K_m + K_b} \right)$$

$$C = \left(\frac{0,141 \cdot 10^9 \frac{N}{m}}{0,752 \cdot 10^9 \frac{N}{m} + 0,141 \cdot 10^9 \frac{N}{m}} \right)$$

$$C = 0,158$$

Utilizando un factor de seguridad contra la separación de la unión de:

$$n = 3$$

La precarga se obtiene:

$$F_i = 0,75 (A_t S_y - C n F_{perno})$$

$$F_i = 0,75 ((5,03 \times 10^{-5} \cdot 165 \text{ MPa}) - (0,158 \cdot 3 \cdot 39,69))$$

$$F_i = 6210 \text{ N}$$

La condición para la seguridad debe estar en el siguiente intervalo:

$$0,6 F_p < F_i < 0,9 F_p$$

$$F_p = A_t S_p$$

$$F_p = \left(\frac{\pi \cdot D^2}{4} \right) S_p$$

$$F_p = \left(\frac{\pi \cdot (0,008 \text{ m})^2}{4} \right) 165 \text{ MPa}$$

$$F_p = 8293,8 \text{ N}$$

$$4976,28 \text{ N} < F_i < 7464,42 \text{ N}$$

Por lo tanto se cumple la condición y efectivamente los pernos resistirán tanto así la carga a tensión y corte con un factor de seguridad de 3.

3.13.4.2.2. CARGA A CORTE.

Con esta selección se puede determinar si los pernos pueden soportar cargas a corte, para ello calculamos el esfuerzo cortante al que está sometido al perno:

$$\tau = \frac{F_{perno}}{A} = \frac{4 F_{perno}}{\pi \cdot D^2}$$

Utilizamos 8 pernos, esta fuerza se distribuirá en cada uno de los pernos:

$$F_{perno} = \frac{P}{\# \text{ Pernos}}$$

$$F_{perno} = \frac{36,6 \text{ N}}{8}$$

$$F_{perno} = 4,58 \text{ N}$$

El esfuerzo cortante es:

$$\tau = \frac{4 F_{perno}}{\pi \cdot D^2}$$

$$\tau = \frac{4 * 4,58 \text{ N}}{\pi \cdot (0,008 \text{ m})^2}$$

$$\tau = 0,091 \times 10^6 \text{ MPa}$$

La resistencia de fluencia al corte se obtiene:

$$S_{sy} = 0,577 S_y$$

Dónde:

$$S_y = 165 \text{ MPa}$$

$$S_{sy} = 0,577 \cdot (165 \text{ MPa})$$

$$S_{sy} = 95,2 \text{ MPa}$$

Determinamos el factor de seguridad:

$$\eta_{seg} = \frac{S_{sy}}{\tau}$$

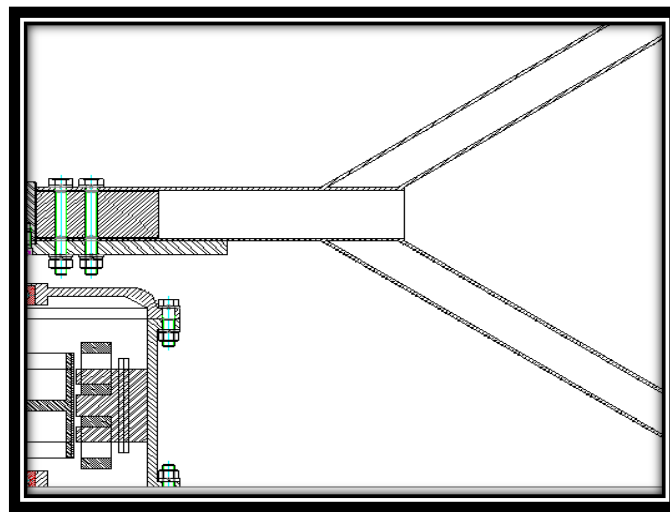
$$\eta_{seg} = \frac{92,2 \text{ MPa}}{0,091 \text{ MPa}}$$

$$\eta_{seg} = 1046$$

Despues de haber realizado el analisis tanto para soportar cargas a tension y cargas a corte, que comprobado que los pernos seleccionados adecuados y factibles para la sujecion.

3.13.4.3. SUJECIÓN DEL BRAZO CON EL ASPA EN BASE DEL PORTA BRAZOS

Para este análisis se realiza al sujetando a conjunto del aspa con 2 pernos inoxidables M10 x 65mm. Ver figura 3.58



Fuente: Autores

Fig. 3.58. Brazo de aerogenerador

El peso del conjunto total del porta aspa:

$$\text{Peso} = 5,67 \text{ kg} = 55,6 \text{ N}$$

La fuerza de ruptura es igual a la fuerza ya calculada para el caso de tener una velocidad (ráfaga de viento de 12 m/s), esta fuerza tiene un valor de: $F=317,52 \text{ N}$

$$Fr= 317,52 \text{ N}$$

3.13.4.3.1. CARGA A TENSIÓN

El peso del a soportar de todo el conjunto entre el brazo y aspa se divide en dos pernos, por lo tanto la carga externa aplicada es de:

$$F_{perno} = \frac{PESO}{\# \text{ Pernos}}$$

$$F_{perno} = \frac{55,6 \text{ N}}{2}$$

$$F_{perno} = 27,8 \text{ N}$$

Se determina Km:

E: 70 kN/mm² = 70 GPa

$$K_m = \frac{\pi \cdot E \cdot D}{2 \ln \left[5 \left(\frac{l+0,5D}{l+2,5D} \right) \right]}$$

$$K_m = \frac{\pi \cdot 70^9 Pa \cdot 0,010m}{2 \ln \left[5 \left(\frac{0,025+0,5 \cdot 0,010}{0,025+2,5 \cdot 0,010} \right) \right]}$$

$$K_m = 1 \cdot 10^9 \frac{N}{m}$$

Se obtiene el valor de Kb:

$$K_b = \frac{A \cdot E}{l} = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot E}{4 l}$$

$$K_b = \frac{\pi \cdot 0,010^2 \cdot 70^9 Pa}{4 \cdot 0,065}$$

$$K_b = 0,085 \cdot 10^9 \frac{N}{m}$$

El valor de la constante de rigidez es de:

$$C = \left(\frac{K_b}{K_m + K_b} \right)$$

$$C = \left(\frac{0,085 \cdot 10^9 \frac{N}{m}}{1 \cdot 10^9 \frac{N}{m} + 0,085 \cdot 10^9 \frac{N}{m}} \right)$$

$$C = 0,079$$

Utilizando un factor de seguridad contra la separación de la unión de:

$$n = 3$$

La precarga se obtiene:

$$F_i = 0,75 (A_t S_y - C n F_{perno})$$

$$F_i = 0,75 ((7,85 \times 10^{-5} \cdot 165 \text{ MPa}) - (0,079 \cdot 3 \cdot 27,8 \text{ N}))$$

$$F_i = 9709,43 \text{ N}$$

La condición para la seguridad debe estar en el siguiente intervalo:

$$0,6 F_p < F_i < 0,9 F_p$$

$$F_p = A_t S_p$$

$$F_p = \left(\frac{\pi \cdot D^2}{4} \right) S_p$$

$$F_p = \left(\frac{\pi \cdot (0,010 \text{ m})^2}{4} \right) 165 \text{ MPa}$$

$$F_p = 12952,5 \text{ N}$$

$$7771,5 \text{ N} < F_i < 11657,25 \text{ N}$$

Por lo tanto se cumple la condición y efectivamente los pernos resistirán tanto así la carga a tensión y corte con un factor de seguridad de 3.

3.13.4.3.2. CARGA A CORTE.

Con esta selección se puede determinar si los pernos pueden soportar cargas a corte, para ello calculamos el esfuerzo cortante al que está sometido al perno:

$$\tau = \frac{F_{perno}}{A} = \frac{4 F_{perno}}{\pi \cdot D^2}$$

Se utiliza 2 pernos, esta fuerza se distribuirá en cada uno de los pernos:

$$F_{perno} = \frac{Fr}{\# \text{ Pernos}}$$

$$F_{perno} = \frac{317,52 \text{ N}}{2}$$

$$F_{perno} = 158,76 \text{ N}$$

El esfuerzo cortante es:

$$\tau = \frac{4 F_{perno}}{\pi \cdot D^2}$$

$$\tau = \frac{4 \cdot 158,76 \text{ N}}{\pi \cdot (0,010 \text{ m})^2}$$

$$\tau = 2,02 \times 10^6 \text{ MPa}$$

La resistencia de fluencia al corte se obtiene:

$$S_{sy} = 0,577 S_y$$

Dónde:

$$S_y = 165 \text{ MPa}$$

$$S_{sy} = 0,577 \cdot (165 \text{ MPa})$$

$$S_{sy} = 95,2 \text{ MPa}$$

Se determina el factor de seguridad:

$$\eta_{seg} = \frac{S_{sy}}{\tau}$$

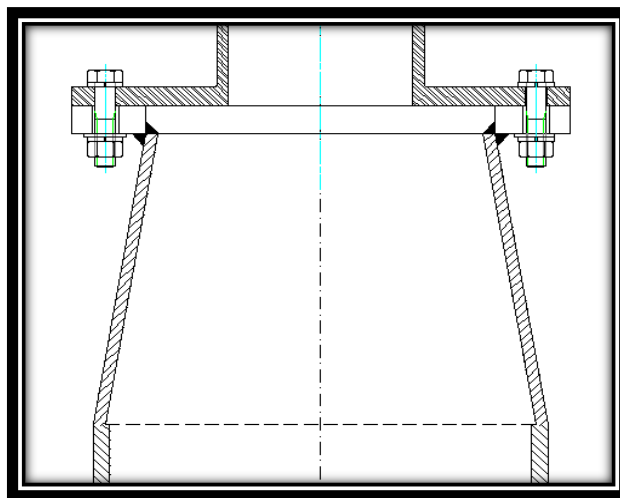
$$\eta_{seg} = \frac{95,2 \text{ MPa}}{2,02 \text{ MPa}}$$

$$\eta_{seg} = 47$$

Despues de haber realizado el analisis tanto para soportar cargas a tensión y cargas a corte, que comprobado que los pernos seleccionados adecuados y factibles para la sujeción.

3.13.4.4. SUJECIÓN BRIDAS SUPERIOR

Para este análisis se realiza al sujetando al aerogenerador con la parte superior de la torre con 6 pernos inoxidables M10 x 40 mm. Ver figura 3.59.



Fuente: Autores

Fig. 3.59. Brida superior de aerogenerador

El peso del conjunto total del aerogenerador es de:

$$\text{Peso} = 81,35 \text{ kg} = 798,04 \text{ N}$$

La fuerza de ruptura es igual a la fuerza ya calculada para el caso de tener una velocidad (ráfaga de viento de 12 m/s), esta fuerza tiene un valor de: $F=317,52 \text{ N}$

$$F_r = 317,52 \text{ N}$$

3.13.4.4.1. CARGA A COMPRESIÓN

El peso del aerogenerador se divide en seis pernos, por lo tanto la carga externa aplicada es de:

$$F_{perno} = \frac{\text{Peso}}{\# \text{ Pernos}}$$

$$F_{perno} = \frac{798,04 \text{ N}}{6}$$

$$F_{perno} = 133 \text{ N}$$

Se determina K_m :

E: $210 \text{ kN/mm}^2 = 210 \text{ GPa}$

$$K_m = \frac{\pi \cdot E \cdot D}{2 \ln \left[5 \left(\frac{l+0,5D}{l+2,5D} \right) \right]}$$

$$K_m = \frac{\pi \cdot 210^9 \text{ Pa} \cdot 0,010 \text{ m}}{2 \ln \left[5 \left(\frac{0,025+0,5 \cdot 0,010}{0,025+2,5 \cdot 0,010} \right) \right]}$$

$$K_m = 3 \cdot 10^9 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

Se obtiene el valor de K_b :

$$K_b = \frac{A \cdot E}{l} = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot E}{4 l}$$

$$K_b = \frac{\pi \cdot 0,010^2 \cdot 210^9 \text{ Pa}}{4 \cdot 0,040}$$

$$K_b = 0,412 \cdot 10^9 \frac{\text{N}}{\text{m}}$$

El valor de la constante de rigidez es de:

$$C = \left(\frac{K_b}{K_m + K_b} \right)$$

$$C = \left(\frac{0,412 \cdot 10^9 \frac{N}{m}}{3 \cdot 10^9 \frac{N}{m} + 0,412 \cdot 10^9 \frac{N}{m}} \right)$$

$$C = 0,121$$

Utilizando un factor de seguridad contra la separación de la unión de:

$$n = 3$$

La precarga se obtiene:

$$F_i = 0,75 (A_t S_y - C n F_{perno} =)$$

$$F_i = 0,75 ((7,85 \times 10^{-5} \cdot 225 \text{ MPa}) - (0,121 \cdot 3 \cdot 133 \text{ N}))$$

$$F_i = 13210,67 \text{ N}$$

La condición para la seguridad debe estar en el siguiente intervalo:

$$0,6 F_p < F_i < 0,9 F_p$$

$$F_p = A_t S_p$$

$$F_p = \left(\frac{\pi \cdot D^2}{4} \right) S_p$$

$$F_p = \left(\frac{\pi \cdot (0,010 \text{ m})^2}{4} \right) 225 \text{ MPa}$$

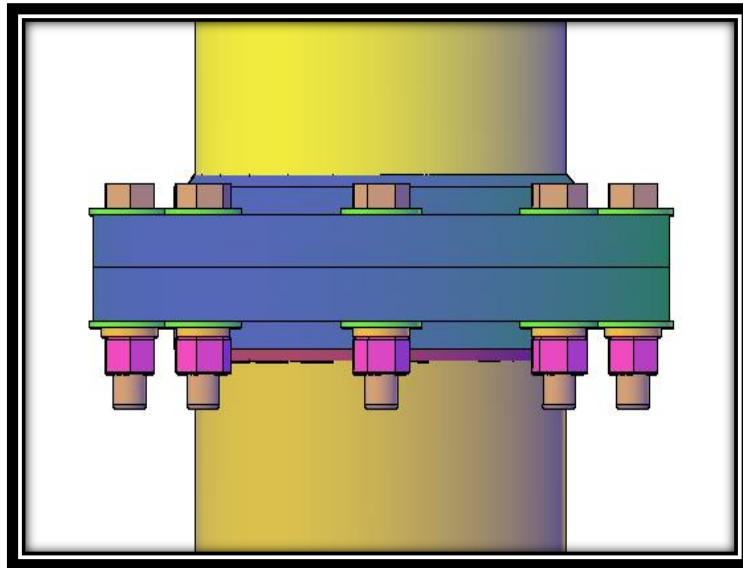
$$F_p = 17662,5 \text{ N}$$

$$10597,5 \text{ N} < F_i < 15896,25 \text{ N}$$

Por lo tanto se cumple la condición y efectivamente los pernos resistirán tanto así la carga a tensión y corte con un factor de seguridad de 3.

3.13.4.5. SUJECIÓN DE BRIDA INFERIOR

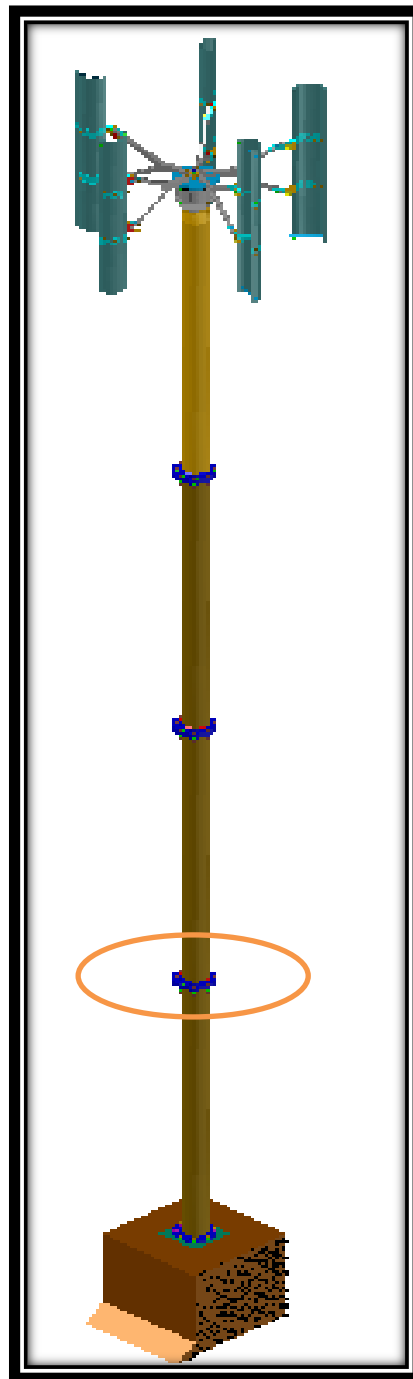
Para el análisis de la sujeción entre bridas para la torre se lo realiza en el tramo uno de la parte superior, para la sujeción se utilizan pernos de acero M20 x 100 mm grado 8.8. Ver figura 3.60.



Fuente: Autores

Fig. 3.60. Unión entre bridas de aerogenerador

Para analizar los esfuerzos que actúan sobre los pernos se lo realizara en el tramo más desfavorable para la falla, este será en el tramo uno y para ello se tomará en cuenta el peso total de aerogenerador y el peso de las tres secciones de tubería con sus respectivas bridas y pernos de sujeción en general:



Fuente: Autores

Fig. 3.61. Aerogenerador vertical sección para el análisis

Parámetros a considerar para el peso en general:

- Peso bridas slip-on clase 150lb : 12,80 kg
- Peso de la tubería por metro: 42.55 kg
- Pernos M20 x 100mm: 0,35 kg

El peso de las partes:

- Peso del aerogenerador: 81,35 kg
- 6 bridas slip-on clase 150lb : 76,8 kg
- 9m de la tubería de 8" : 382,95 kg
- 32 Pernos M20 x 100mm: 11,2 kg

El peso total:

$$\text{Peso} = 552,3 \text{ kg} = 5418,1 \text{ N}$$

La fuerza de ruptura es igual a la fuerza ya calculada para el caso de tener una velocidad (ráfaga de viento de 12 m/s), esta fuerza tiene un valor de: $F=317.52 \text{ N}$

$$F_r = 317,52 \text{ N}$$

3.13.4.5.1. CARGA A COMPRESIÓN

El peso del todo el aerogenerador con las secciones de tubería incluidas y accesorios se divide en ocho pernos, por lo tanto la carga externa aplicada es de:

$$F_{perno} = \frac{\text{Peso}}{\# \text{ Pernos}}$$

$$F_{perno} = \frac{5418,1 \text{ N}}{8}$$

$$F_{perno} = 677,26 \text{ N}$$

Se determina K_m :

$$E: 210 \text{ kN/mm}^2 = 210 \text{ GPa}$$

$$K_m = \frac{\pi \cdot E \cdot D}{2 \ln \left[5 \left(\frac{l+0,5D}{l+2,5D} \right) \right]}$$

$$K_m = \frac{\pi \cdot 210^9 \text{ Pa} \cdot 0,020 \text{ m}}{2 \ln \left[5 \left(\frac{0,025+0,5 \cdot 0,020}{0,025+2,5 \cdot 0,020} \right) \right]}$$

$$K_m = 7,79 \cdot 10^9 \frac{N}{m}$$

Se obtiene el valor de Kb:

$$K_b = \frac{A \cdot E}{l} = \frac{\pi \cdot D^2 \cdot E}{4 l}$$

$$K_b = \frac{\pi \cdot 0,020^2 \cdot 210^9 Pa}{4 \cdot 0,100}$$

$$K_b = 0,66 \cdot 10^9 \frac{N}{m}$$

El valor de la constante de rigidez es de:

$$C = \left(\frac{K_b}{K_m + K_b} \right)$$

$$C = \left(\frac{0,66 \cdot 10^9 \frac{N}{m}}{7,79 \cdot 10^9 \frac{N}{m} + 0,66 \cdot 10^9 \frac{N}{m}} \right)$$

$$C = 0,078$$

Se utiliza un factor de seguridad contra la separación de la unión de:

$$n = 3$$

La precarga se obtiene:

$$F_i = 0,75 (A_t S_y - C n F_{perno})$$

$$F_i = 0,75 ((3,14 \times 10^{-4} \cdot 600 MPa) - (0,078 \cdot 3 \cdot 677,26))$$

$$F_i = 141252,81 N$$

La condición para la seguridad debe estar en el siguiente intervalo:

$$0,6 F_p < F_i < 0,9 F_p$$

$$F_p = A_t S_p$$

$$F_p = \left(\frac{\pi \cdot D^2}{4} \right) S_p$$

$$F_p = \left(\frac{\pi \cdot (0,020m)^2}{4} \right) 600 MPa$$

$$F_p = 188495,56 N$$

$$113097.34 N < F_i < 169646 N$$

Por lo tanto se cumple la condición y efectivamente los pernos resistirán tanto así la carga a tensión y corte con un factor de seguridad de 3.

3.14. DISEÑO DE SOLDADURA

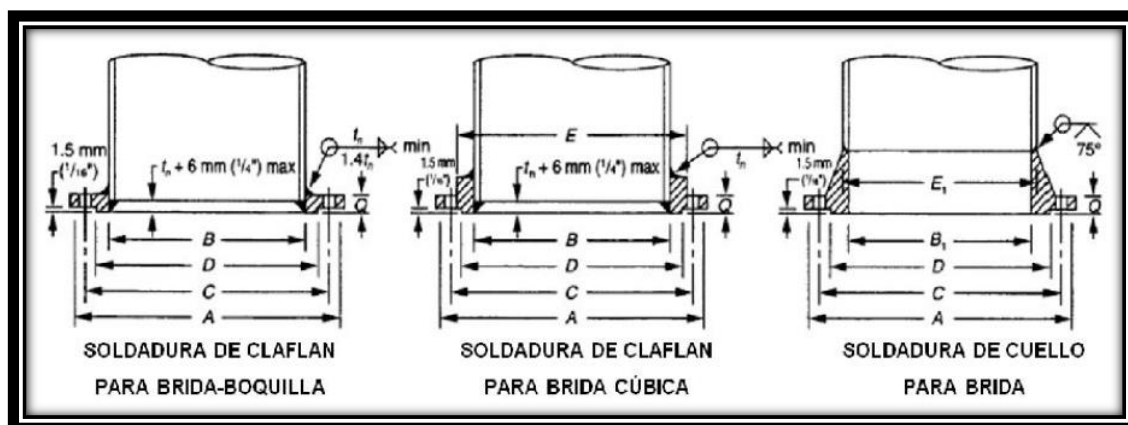
Para el diseño de una unión soldada será necesario establecer la función que irá a desempeñar la parte o estructura propuesta, la transferencia de carga a la que va estar sometida, las condiciones ambientales y las restricciones físicas impuestas por el mismo proceso de soldadura.

La mayoría de los diseños en soldadura están fundamentados en un análisis de los esfuerzos aplicados sobre la unión soldada, el criterio para el diseño de uniones soldadas es mantener los esfuerzos calculados dentro del esfuerzo de trabajo permisible, este será el máximo nivel de esfuerzos necesario para diseñar.

3.14.1. SOLDADURA

La soldadura es un procedimiento que se realiza para la unión directa entre metales de igual o similar composición que necesita de una importante aportación de calor, con objetivo de fundir los bordes de los elementos a unir y el material de aportación.

Los dos metales fundidos, se mezclan dando lugar a un nuevo metal que es el que forma el cordón de soldadura. Para nuestro caso como se muestra en la figura 3.36, se realizara la unión entre una brida tipo Slip-on de 150 lb y la tubería de la torre.



Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Soldadura_por_arco

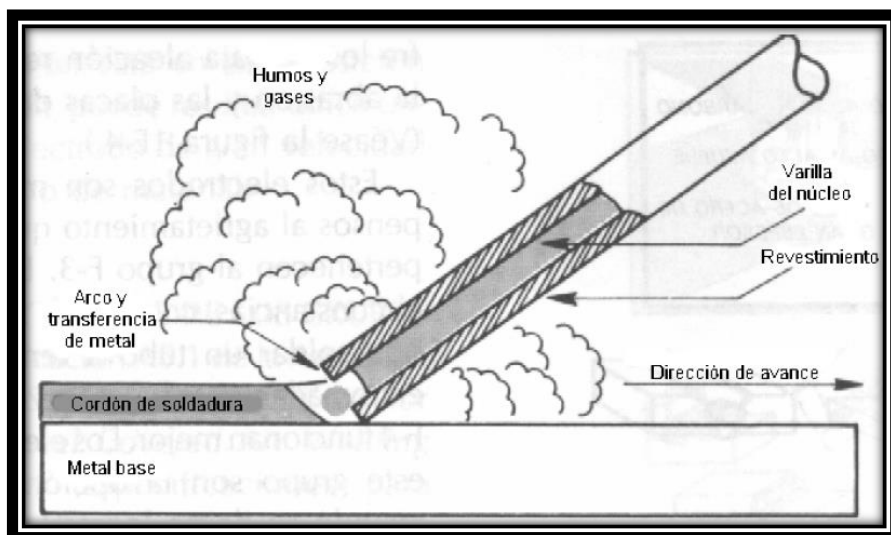
Fig. 3.62. Tipo de soldadura para Bridas

3.14.2. SOLDADURA CON ELECTRODO METÁLICO REVESTIDO.

La soldadura con electrodo se basa en que si a dos conductores en contacto se les somete a una diferencia de potencial, establecemos entre ambos una corriente, posteriormente se separa, provocando una chispa, cuyo efecto es ionizar el gas o el aire que la rodea, permitiendo así el paso de la corriente, a pesar de no estar los conductores en contacto.

El tipo de soldadura aplicable en la construcción metálica es el de arco eléctrico con electrodo metálico, aplicado manual, semiautomática o automáticamente. Los procesos aprobados en estas normas son la soldadura manual con electrodo recubierto, la soldadura automática de arco sumergido, la protegida con gases y la soldadura con electrodo con corazón de fundente. Pueden utilizarse otros procesos si se califican adecuadamente para los casos en que se vayan a usar.

El material de aportación que se utilizara deberá ser de igual o mayor resistencia que el metal base, de modo que se admite que la resistencia del cordón de soldadura es igual a la resistencia de las piezas unidas como muestra la figura 3.37.



Fuente: http://es.wikipedia.org/wiki/Soldadura_por_arco

Fig. 3.63. Soldadura de arco por metal protegido

3.14.3. NOMENCLATURA DE LOS ELECTRODOS

La siguiente tabla 29, nos muestra el significado de los electrodos.

CIFRA	SIGNIFICADO	EJEMPLO
Las 2 ó 3 primeras	Mínima resistencia a la tracción	E 60 XX = 60 000 Lb/pulg ¹ (mínimo).
Penúltima	Posición de soldadura	E XX1X = toda posición E XX2X = plana y horizontal E XX4X = P, H, VD, SC
Ultima	Tipo de corriente Tipo de escoria Tipo de arco Penetración Presencia de compuestos químicos en el revestimiento	Ver Tabla 2

NOTA: El prefijo "E" significa electrodo para soldadura por arco

Fuente:

http://www.infra.com.mx/servicio_atencion/libreria/eisa/documentos/manual_electrodos/introduccion.pdf

Tabla 33. Significado del sufijo para electrodos revestidos

3.14.4. RESISTENCIA DE LA SOLDADURA

En junta soldada la flexión experimenta un esfuerzo cortante transversal, así como un esfuerzo normal. El momento que produce un esfuerzo flexionante normal en las soldaduras. Comúnmente se supone que el esfuerzo actúa como uno normal sobre el área de la garganta.

$$I = 0,707 \text{ he lu Lw}$$

Dónde:

he = ancho de la garganta de soldadura

lu = momento de inercia unitaria

Lw = longitud de la soldadura

En la figura se dan valores del momento de inercia de masa para nueve grupos de soldadura.

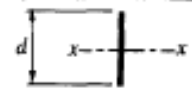
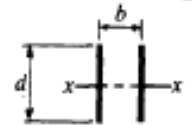
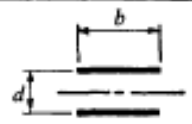
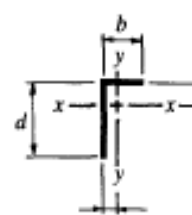
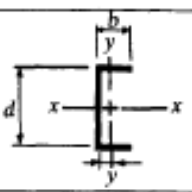
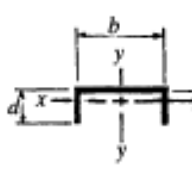
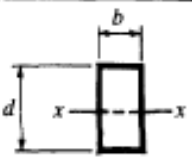
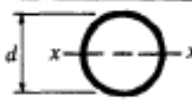
El esfuerzo normal debido a la flexión es:

$$\sigma = \frac{M c}{I}$$

c = es la distancia desde el eje neutral hasta la parte exterior.

Una vez que se conocen los esfuerzos, se puede analizar la resistencia de la soldadura, conociendo los esfuerzos permisibles, tabla y de diseño se determina el factor de seguridad.

$$n = \frac{\tau_{perm}}{\sigma}$$

DISEÑO DE JUNTAS SOLDADAS PROPIEDADES DE LOS CONTORNOS DE SOLDADURA		
	$S_w = \frac{d^2}{6}$	
	$S_w = \frac{d^2}{3}$	
	$S_w = bd$	
	$S_w \text{ (superior)} = \frac{d(4b + d)}{6}$ $S_w \text{ (inferior)} = \frac{d^3(4b + d)}{6(2b + d)}$ (esf. máx. en la parte inferior)	
	$S_w = bd + \frac{d^2}{6}$	
	$S_w \text{ (superior)} = \frac{d(2b + d)}{3}$ $S_w \text{ (inferior)} = \frac{d^2(2b + d)}{3(b + d)}$ (fuerza máx. en la parte inferior)	
	$S_w = bd + \frac{d^2}{3}$	
	$S_w = \frac{\pi d^2}{4}$	

Fuente:

MEGYESY E f, "Manual de recipientes a presión - diseño y cálculo", limusa- 1992, 1ª ed, 1ª reimpresión, méxico

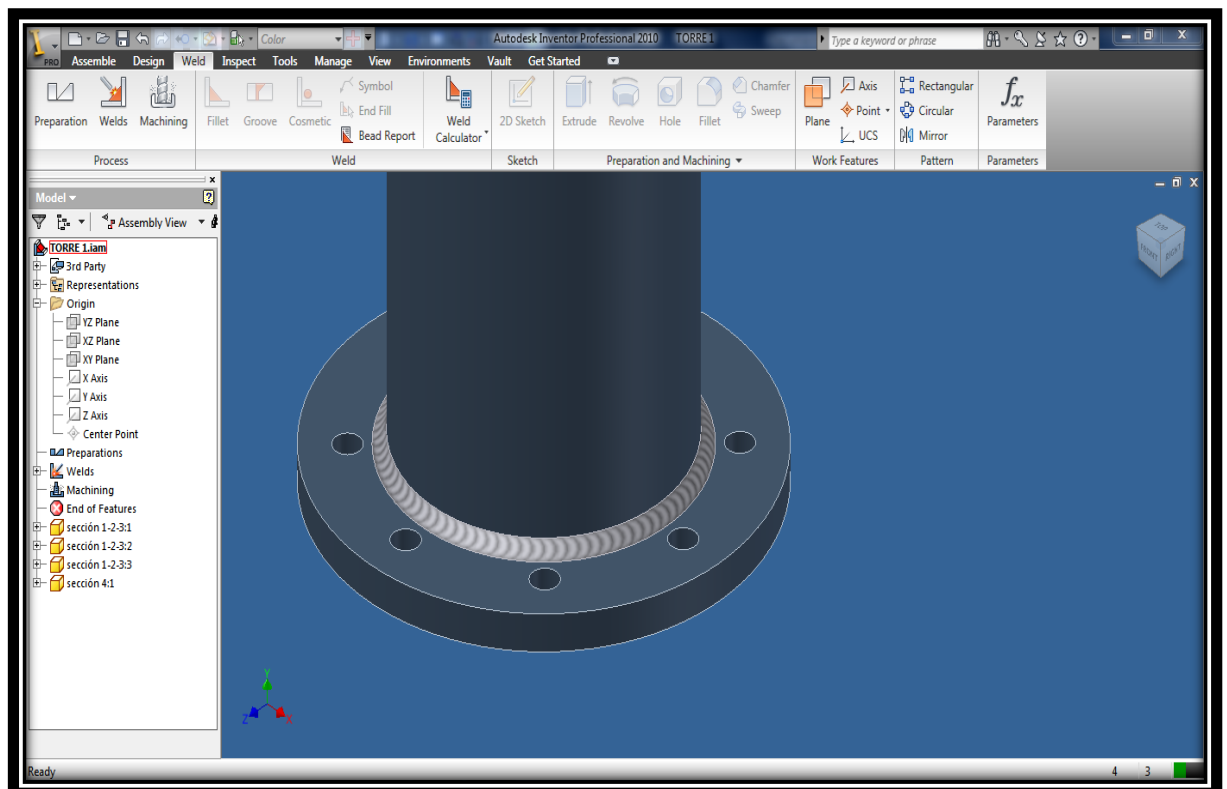
Tabla 34. Geometría de soldaduras y parámetros que se usan cuando se consideran varios tipos de carga.

Espesor de garganta, a			
	EAE	DB SE-AE	EC3
Caso General	$a / 3 \text{ mm en chapas de espesor } \leq 10 \text{ mm}$		
	$a / 4,5 \text{ mm en chapas de espesor } \leq 20 \text{ mm}$	$a / 4 \text{ mm}$	$a / 3 \text{ mm}$
	$a / 5,6 \text{ mm en chapas de espesor } > 20 \text{ mm}$		
Para piezas de sección tubular	$a / 0,7 \times t_{\min}$		

Fuente: http://ingemecanica.com/tutoriales/tutorialesdelasemana/Tutorial_N46_2011.pdf

Tabla 35. Espesor de garganta

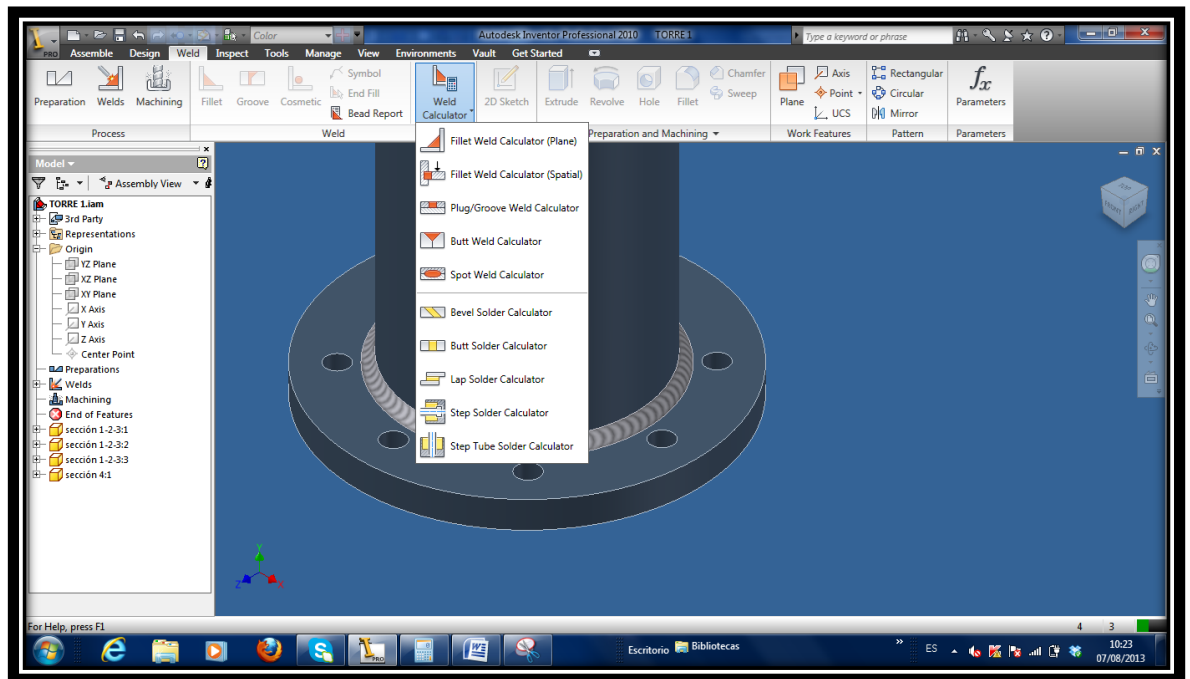
Con la comprobación de la soldadura en la base por medio de inventor se puede determinar los esfuerzos cortantes y flexionantes en la base o brida donde se genera el esfuerzo y momento máximo, cabe denotar si la brida de la base soporta la cargas las bridas sub siguientes van a soportar las misma cargas de diseño.



Fuente: Autores

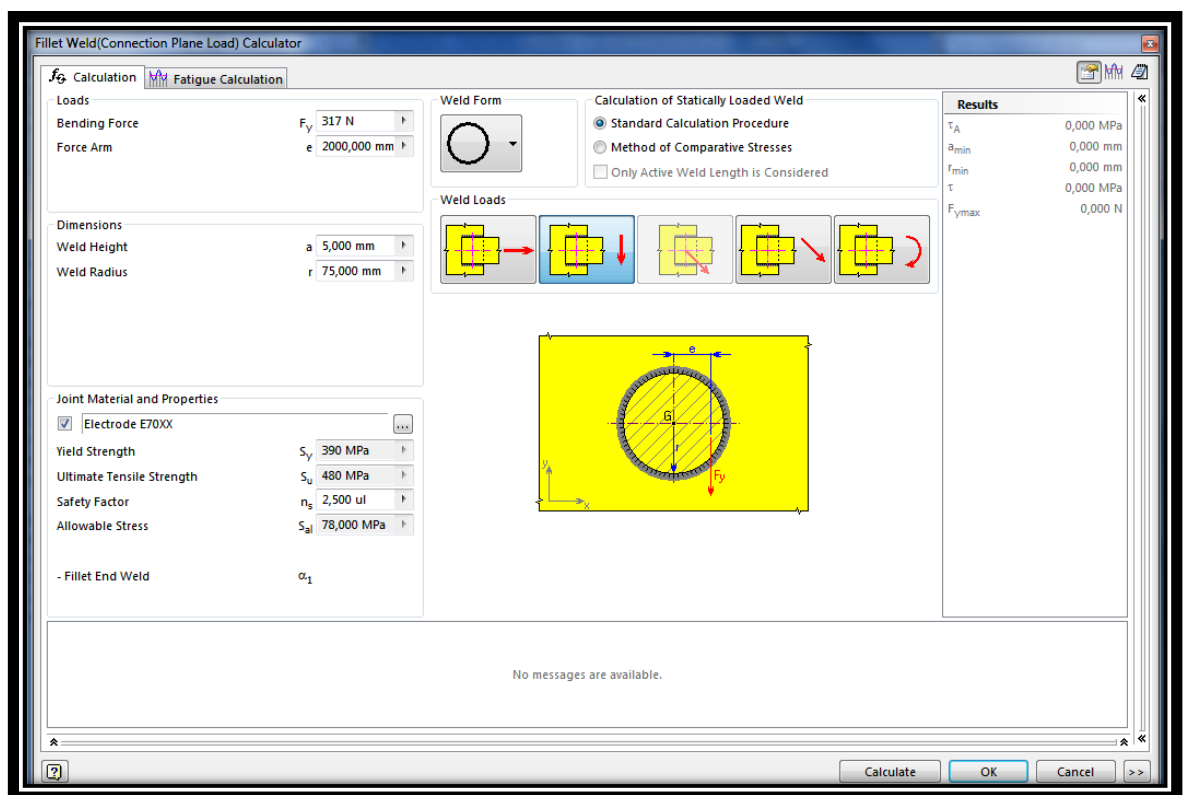
Fig. 3.64. Soldadura en la brida y tubería

Usamos Weld calculator de inventor: para una junta a flexión.



Fuente: Autores

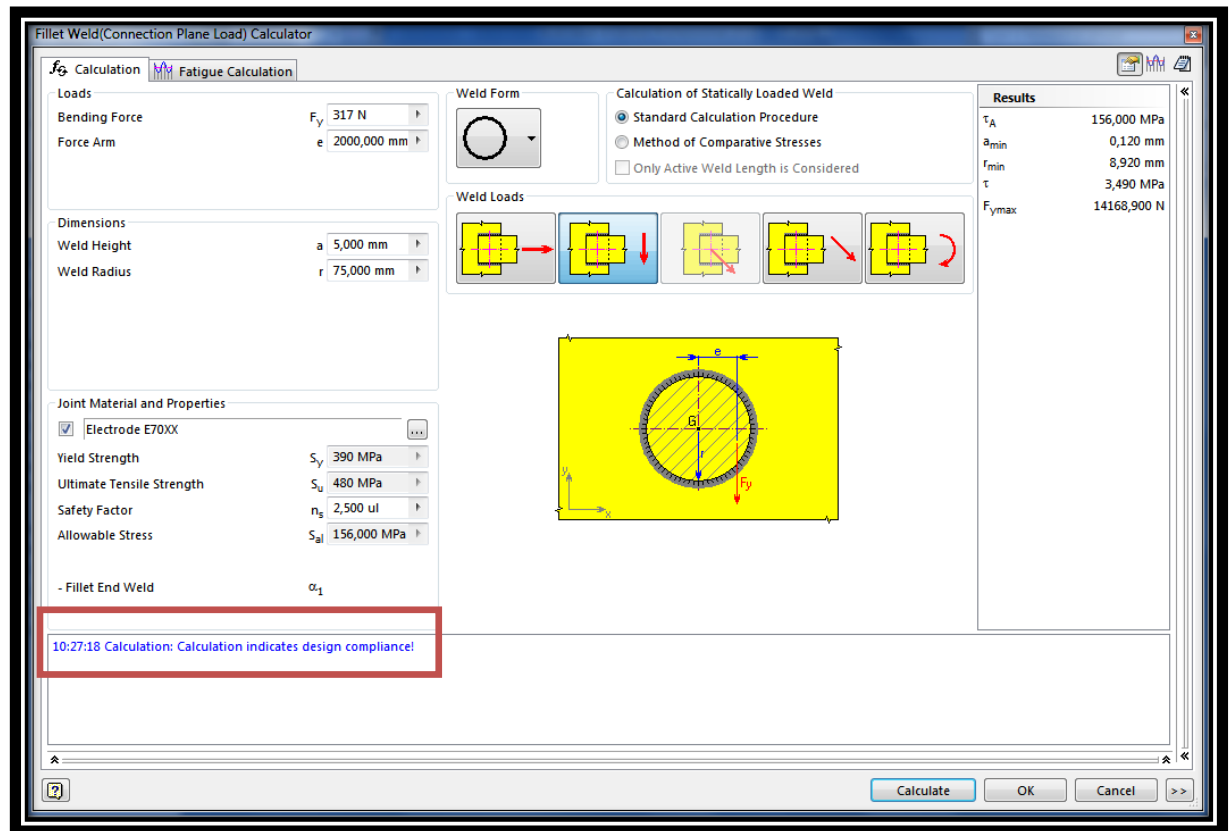
Fig. 3.65. Forma del filete de soldadura



Fuente: Autores

Fig. 3.66. Asignación de cargas

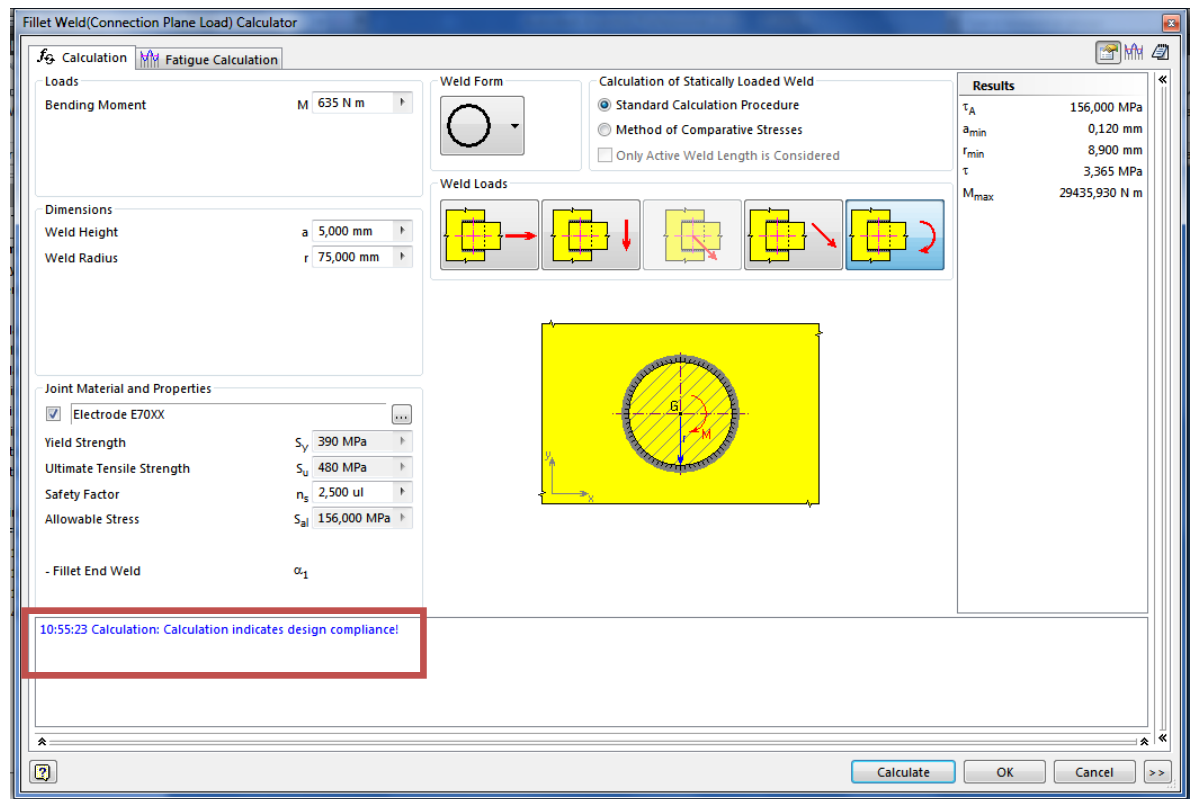
Resultado:



Fuente: Autores

Fig. 3.67. Cumple diseño de soldadura

Comprobación para una junta a torsión:



Fuente: Autores

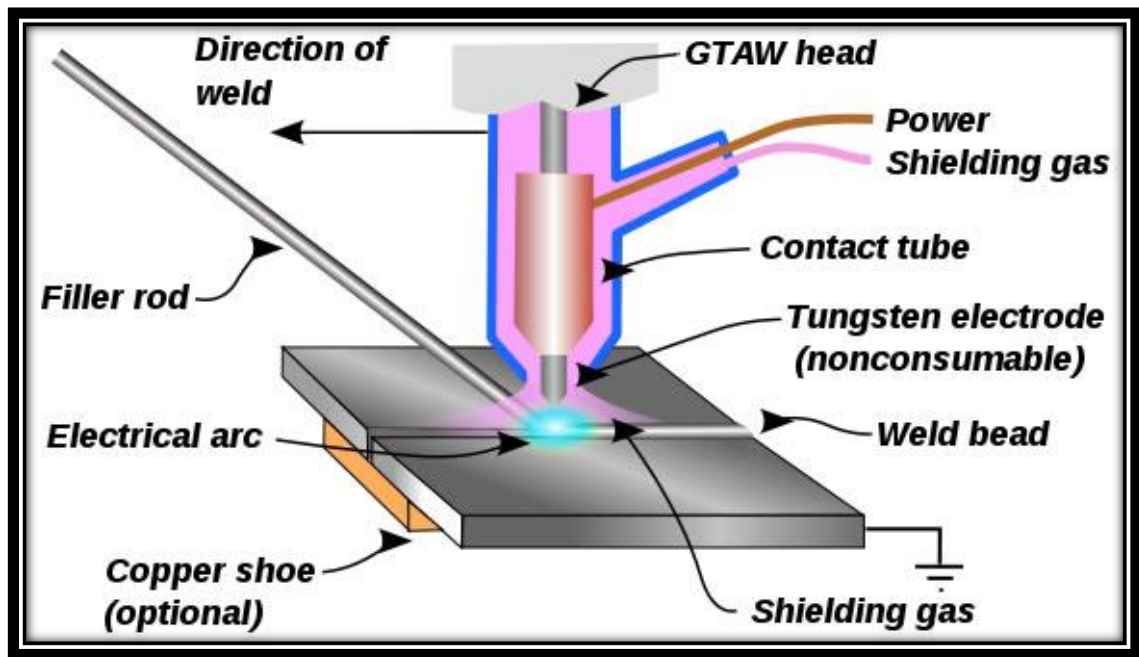
Fig. 3.68. Comprobación de la junta

Conclusión:

Según los resultados obtenidos en la simulación podemos concluir que las junta de la base está bien diseñada.

3.14.5. SOLDADURA TIG

En la soldadura TIG se efectúa un proceso de unión del metal por medio del calentamiento que produce el arco eléctrico. Una terminal es generalmente un electrodo de Tungsteno y la otra es la pieza a soldar que se va a trabajar. El arco eléctrico es protegido de la contaminación de la atmósfera mediante la pantalla de un gas inerte como muestra la figura 3.69.



Fuente: <http://www.demaquinasyherramientas.com/soldadura/soldadura-tig>

Fig. 3.69. Soldadura TIG

Los materiales que pueden soldarse con el proceso TIG son casi todos los grados de aceros al carbono, aleación e inoxidables; aluminio y magnesio y la mayor parte de sus aleaciones; cobre y diversos latones y bronce; aleaciones de diversos tipos para altas temperaturas; numerosas aleaciones de revestimiento duro, y metales como titanio, zirconio, oro y plata.

Este proceso está adaptado en especial para soldar materiales delgados cuando hay requisitos estrictos de calidad y acabado. Es uno de los pocos procesos adecuado para soldar objetos diminutos y de pared delgada, como cajas de transistores, diafragmas de instrumentos y fuelles de expansión delicados.

SIMULACIÓN

3.15. DISEÑO ESTRUCTURAL DE SOPORTE

Se estableció un diseño estructural en base al programa SAP2000 de uso concurrente en nuestro país. Por facilidad de construcción se tomó el material acero como sustento del aerogenerador.

3.15.1. CARGAS

Las cargas establecidas en el diseño considerando en los siguientes:

Carga Muerta: Peso propio del soporte.

Carga Viva: Peso del aerogenerador 150Kg
Peso dos personas de mantenimiento 200kg
Total Carga Viva 350kg

Carga Viento:

Se consideró bajo norma del UBC97. Se consideró viento en dirección X y Y ya que no es necesaria analizar otra dirección del viento debido a que la columna es circular y sus propiedades geométricas de inercia son iguales en cualquier sentido en el plano XY. La presión a barlovento es de $10.16\text{Kg/m}^2 \times 7.25\text{m}^2 = 71.35\text{Kg}$

Carga Sísmica:

Se realizó una capa de compactación del terreno previo a la fundación de la zapata para evitar estudios de suelos.

3.15.2. ANÁLISIS ESTRUCTURAL

El diseño estructural se basó bajo la norma del AISC-05 para estructuras metálicas; así como sus combinaciones de carga. En este caso se estableció tubería para absorber las influencias del viento en cualquier dirección. En el modelo tridimensional se consideró el soporte vertical como elemento columna, el mismo que se colocó un empotramiento en la parte inferior y un apoyo intermedio a los 6m de altura, para disminuir el desplazamiento lateral por debido a su longitud.

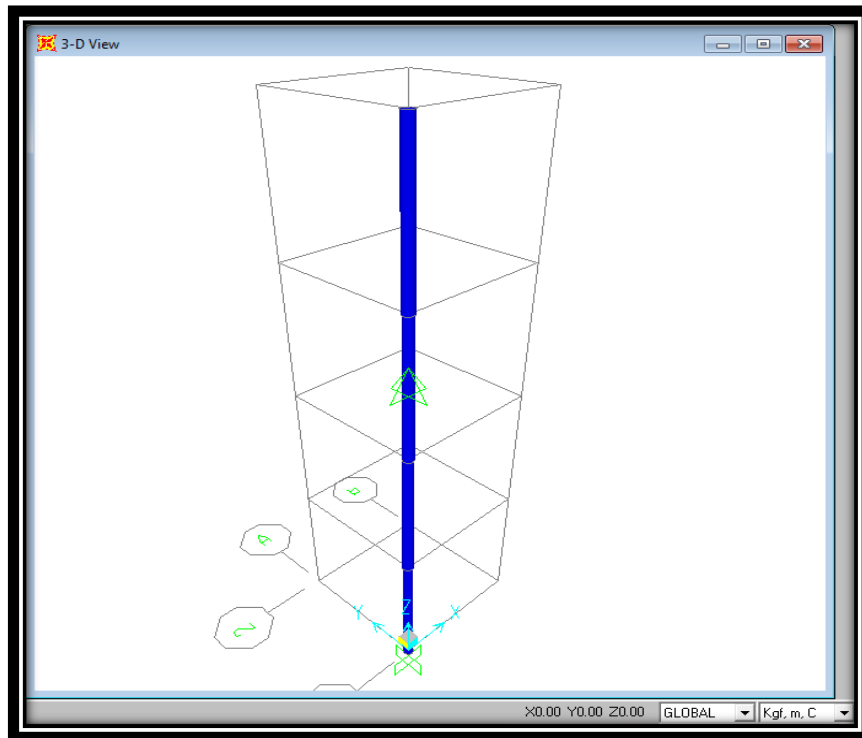
A continuación se presenta en la tabla 36 de resumen de diseño generado por el programa SAP2000.

TABLE: Steel Design 1 - Summary Data - AISC360-05-IBC2006								
Frame	DesignSect	DesignType	Status	Ratio	RatioType	Combo	ErrMsg	WarnMsg
Text	Text	Text	Text	Unitless	Text	Text	Text	Text
11	Tubería 8" A53grB	Column	No Messages	0.02375	PMM	UDSTL3	No Messages	No Messages
12	Tubería 8" A53grB	Column	No Messages	0.037233	PMM	UDSTL3	No Messages	No Messages
13	Tubería 8" A53grB	Column	No Messages	0.07003	PMM	UDSTL3	No Messages	No Messages
14	Tubería 8" A53grB	Column	No Messages	0.050887	PMM	UDSTL3	No Messages	No Messages

Fuente: SAP2000

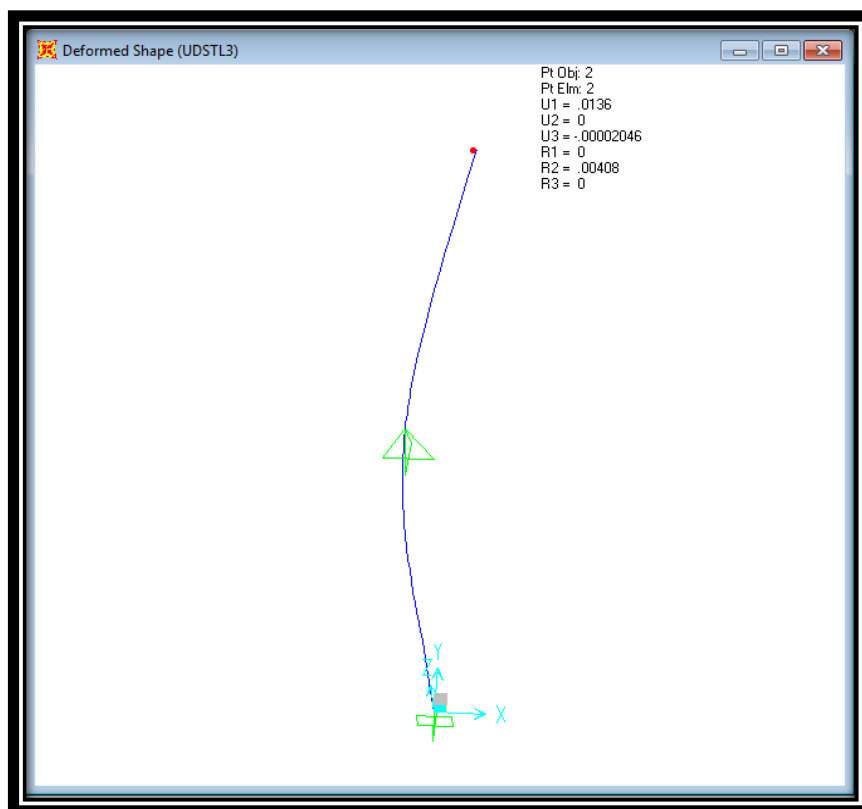
Tabla 36. Resumen de diseño generado por SAP2000

El elemento columna se dividió en 4 segmentos para obtener un mejor análisis en el proceso de diseño. A continuación se muestran los resultados del programa:



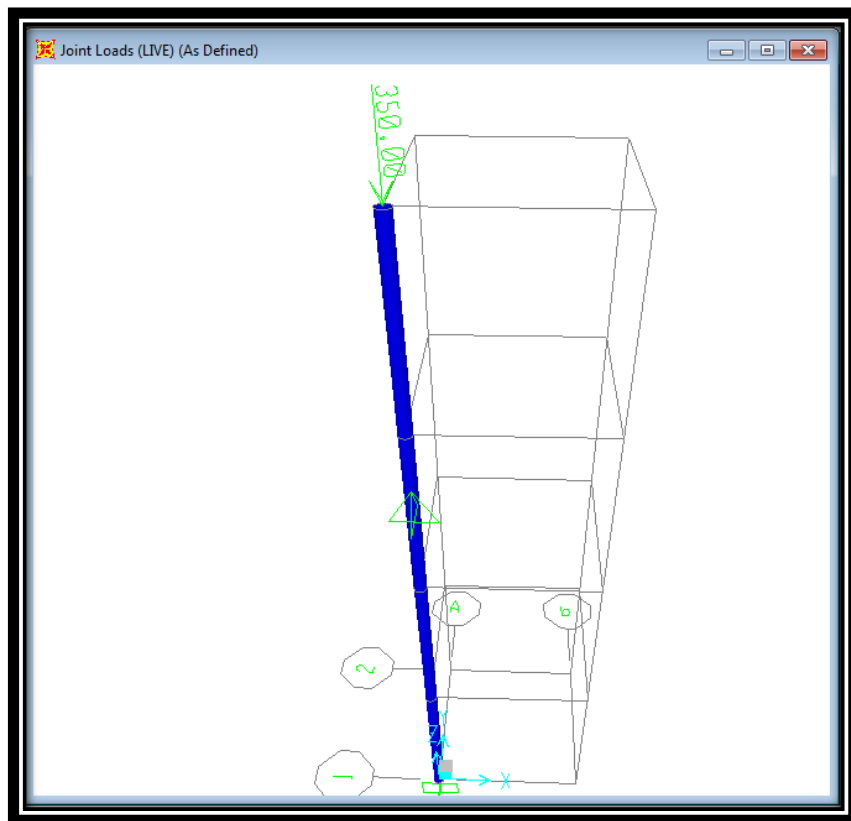
Fuente: SAP2000

Fig. 3.70. Modelo tridimensional con sus apoyos.



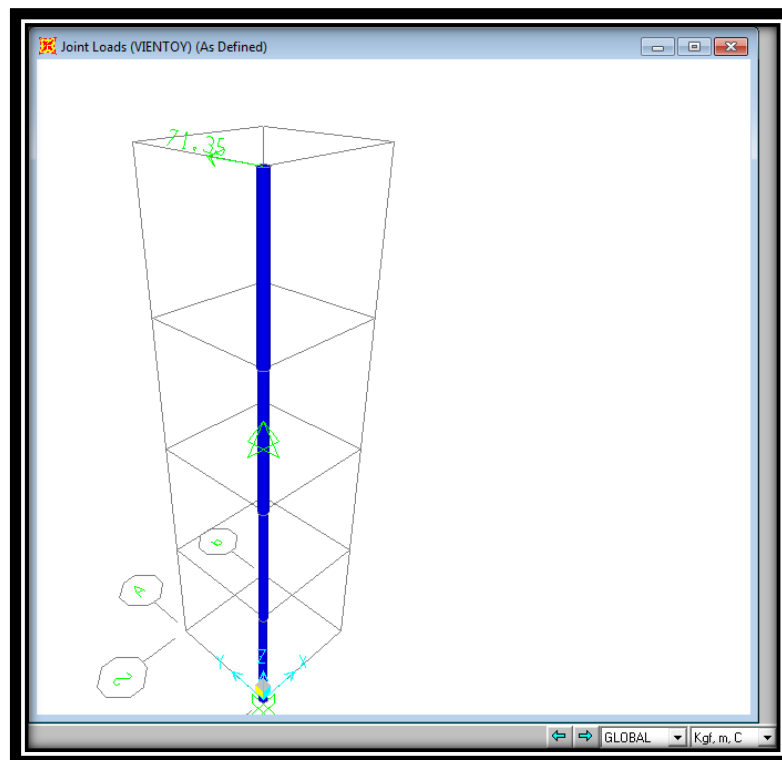
Fuente: SAP2000

Fig. 3.71. Deformación lateral En la combinación 3 en la cual se presenta carga muerta, viva y viento en forma simultánea.



Fuente: SAP2000

Fig. 3.72. Carga viva inducida a la estructura



Fuente: SAP2000

Fig. 3.73. Carga viento inducida a la estructura

3.15.3. CIMENTACIÓN.

Debido a la limitación del estudio de suelos, se consideró un esfuerzo del suelo de un limo arenoso compacto debido a que en la zona de Conocoto predomina este tipo de suelo. El diseño se lo generó mediante el programa ROBOT Estructural, con el módulo geométrico, donde se alimenta de información de los datos brindados por el programa SAP 2000.

3.15.3.1. DATOS BÁSICOS DE LA CIMENTACIÓN AISLADA

3.15.3.2. HIPÓTESIS

Norma para los cálculos geotécnicos:	ACI
Norma para los cálculos de hormigón armado:	ACI 318-08
Forma de la cimentación:	libre

GEOMETRÍA:

MATERIALES

- Hormigón: CONCR;
Characteristic strength: 21.00 MPa
Densidad: 2407.31 (kg/m³)
- Armaduras longitudinales tipo Grade 60 Characteristic strength = 413.69 MPa
- Armaduras transversales tipo Grade 60 Characteristic strength = 413.69 MPa

CARGAS.

Cargas sobre la cimentación:

Caso	Natura	Grupo	N	Fx (KN)	Fy (KN)	Mx (KN)	My (KN*m)		(KN*m)
DL1	permanente		1	1.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
LL1	explotación		1	3.43	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
WIND1	viento		1	0.00	0.29	0.00	0.00	0.00	1.13
WIND2	viento		1	0.00	0.00	0.29	-1.12	0.00	0.00

Cargas sobre el talud:

Caso Natura Q1
(KN/m2)

3.15.3.2 .LISTA DE COMBINACIONES

1. SLS: 1.00DL1+1.00LL1+0.50WIND1
2. SLS: 1.00DL1+1.00LL1
3. SLS: 1.00DL1+0.50WIND1
4. SLS: 1.00DL1
5. SLS: 1.00DL1+1.00LL1+0.50WIND2
6. SLS: 1.00DL1+0.50WIND2
7. SLS: 1.00DL1+1.00LL1+1.00WIND1
8. SLS: 1.00DL1+1.00WIND1
9. SLS: 1.00DL1+1.00LL1+1.00WIND2
10. SLS: 1.00DL1+1.00WIND2
11. ULS: 1.20DL1+1.60LL1
12. ULS: 1.20DL1+1.00LL1+1.60WIND1
13. ULS: 1.20DL1+1.60WIND1
14. ULS: 1.20DL1+1.00LL1+1.60WIND2
15. ULS: 1.20DL1+1.60WIND2
16. ULS: 1.40DL1
17. ULS: 0.90DL1

18. ULS: 1.20DL1+0.80WIND1
19. ULS: 1.20DL1+0.80WIND2
20. ULS: 0.90DL1+1.60WIND1
21. ULS: 0.90DL1+1.60WIND2
22. SLS: 1.00DL1+1.00LL1
23. SLS: 1.00DL1
24. SLS: 1.00DL1+1.00WIND1
25. SLS: 1.00DL1+1.00WIND2
26. SLS: 1.00DL1+1.00LL1+1.00WIND1
27. SLS: 1.00DL1+1.00LL1+1.00WIND2

3.15.5. DISEÑO GEOTÉCNICO

3.15.5.1. HIPÓTESIS

Dimensionado de la cimentación para:

- Capacidad de carga
- Vuelco
- Alzamiento
- Hundimiento medio

Considerar la redistribución plástica de las tensiones admisibles

3.15.5.2. SUELO

Nivel del suelo:	N1	= 0.00 (m)
Nivel max., de cimentación:	Na	= 0.00 (m)
Nivel del fondo del excavado:	Nf	= -1.00 (m)
Well graded gravels		

- Nivel del suelo: 0.00 (m)
- Peso volumétrico: 2242.58 (kg/m³)

- Densidad del sólido: 2702.31 (kg/m³)
- Angulo de rozamiento interno: 42.0 (Deg)
- Cohesión: 0.00 (MPa)

3.15.5.3. ESTADOS LÍMITES

Cálculo de las tensiones

Considerar la redistribución plástica de las tensiones admisibles

Tipo de suelo debajo de la cimentación: uniforme

Combinación dimensionante:

$$\text{SLS: } 1.00\text{DL1} + 1.00\text{LL1} + 1.00\text{WIND1}$$

Coeficientes de carga:

$$1.00 * \text{peso de la cimentación}$$

$$1.0 * \text{peso del suelo}$$

Resultados de cálculos: en el nivel del asiento de la cimentación

Peso de la cimentación y del suelo superpuesto: $G_r = 50.80 \text{ (KN)}$

Carga de diseño:

$$N_r = 55.90 \text{ (KN)} \quad M_x = -0.00 \text{ (KN*m)} \quad M_y = 1.42 \text{ (KN*m)}$$

Tensión en el suelo: 0.03 (MPa)

Resistencia de cálculo del suelo 0.10 (MPa)

Coeficiente de seguridad: $3.889 > 1$

Alzamiento

Alzamiento en ELS

Combinación dimensionante:

$$\text{SLS: } 1.00\text{DL1} + 1.00\text{LL1} + 0.50\text{WIND1}$$

Coeficientes de carga: $1.00 \cdot \text{peso de la cimentación}$

$$1.00 \cdot \text{peso del suelo}$$

Superficie de contacto: $s = 3.63$

$$s_{lim} = 0.75$$

Hundimiento medio

Tipo de suelo debajo de la cimentación: uniforme

Combinación dimensionante: $\text{SL: } 1.00\text{DL1} + 1.00\text{LL1} + 1.00\text{WIND2}$

Coeficientes de carga: $1.00 \cdot \text{peso de la cimentación}$

$$1.00 \cdot \text{peso del suelo}$$

Peso de la cimentación y del suelo superpuesto: $G_r = 50.80 \text{ (KN)}$

Tensión media debida a la carga de dimensionado: $q = 0.02 \text{ (MPa)}$

Espesor del suelo con hundimiento activo: $z = 0.38 \text{ (m)}$

Tensión en el nivel z :

$$\text{- adicional: } z_d = 0.00 \text{ (MPa)}$$

$$\text{- debida al peso del suelo: } z = 0.03 \text{ (MPa)}$$

Hundimientos:

$$\text{- primario } s' = 0.0 \text{ (cm)}$$

$$\text{- secundario } s'' = 0.0 \text{ (cm)}$$

$$\text{- TOTAL } S = 0.0 \text{ (cm)} < S_{adm} = 5.1 \text{ (cm)}$$

Coeficiente de seguridad: $1.15e+004 > 1$

Diferencia de hundimientos

Combinación dimensionante:

SLS: 1.00DL1+1.00LL1+1.00WIND1

Coeficientes de carga: 1.00 * peso de la cimentación

1.00 * peso del suelo

Diferencia de hundimientos: $S = 0.0 \text{ (cm)} < S_{adm} = 5.1 \text{ (cm)}$

Coeficiente de seguridad: $6287 > 1$

Vuelco

Alrededor del eje OX

Combinación dimensionante: SLS : 1.00DL1+1.00WIND2

Coeficientes de carga: 1.00 * peso de la cimentación

1.00 * peso del suelo

Peso de la cimentación y del suelo superpuesto: $Gr = 50.80 \text{ (KN)}$

Carga de diseño:

$N_r = 52.47 \text{ (KN)}$ $M_x = -1.41 \text{ (KN*m)}$ $M_y = 0.00 \text{ (KN*m)}$

Momento estabilizador: $M_{stab} = 39.35 \text{ (KN*m)}$

Momento de vuelco: $M_{renv} = 1.41 \text{ (KN*m)}$

Estabilidad al vuelco: $27.89 > 1$

Alrededor del eje OY

Combinación dimensionante: SLS: 1.00DL1+1.00WIND1

Coeficientes de carga: 1.00 * peso de la cimentación

1.00 * peso del suelo

Peso de la cimentación y del suelo superpuesto: $Gr = 50.80 \text{ (KN)}$

Carga de diseño:

$N_r = 52.47 \text{ (KN)}$ $M_x = -0.00 \text{ (KN*m)}$ $M_y = 1.42 \text{ (KN*m)}$

Momento estabilizador: $M_{stab} = 39.35 \text{ (KN*m)}$

Momento de vuelco: $M_{renv} = 1.42 \text{ (KN*m)}$

Estabilidad al vuelco: $27.69 > 1$

3.15.5.4. DISEÑO DE HORMIGÓN ARMADO

HIPÓTESIS

- Hormigón expuesto a la acción del medio ambiente: sí

ANÁLISIS DE PUNZONAMIENTO Y DE CORTANTE

Cizalladura.

Combinación dimensionante:

ULS: $1.20DL1 + 1.00LL1 + 1.60WIND1$

Coeficientes de carga: $0.90 \cdot \text{peso de la cimentación}$

$0.90 \cdot \text{peso del suelo}$

Carga de diseño:

$N_r = 51.15 \text{ (KN)}$ $M_x = -0.00 \text{ (KN*m)}$ $M_y = 2.27 \text{ (KN*m)}$

Longitud del perímetro crítico: 1.50 (m)

Esfuerzo cortante: 2.37 (KN)

Altura útil de la sección $h_{eff} = 0.19 \text{ (m)}$

Superficie de cizalladura: $A = 0.29 \text{ (m}^2\text{)}$

Tensión cortante: 0.01 (MPa)

Tensión cortante admisible: 0.65 (MPa)
 Coeficiente de seguridad: 79.16 > 1

3.15.5.5. ARMADURA REAL

CIMENTACIÓN AISLADA

Armaduras inferiores:

Dirección X:

10 Grade 60 #3 l = 1.40 (m) e = 1*-0.70

Dirección Y:

10 Grade 60 #3 l = 1.40 (m) e = 0.14

Superiores:

Dirección X:

10 Grade 60 #3 l = 1.40 (m) e = 1*-0.70

Dirección Y:

10 Grade 60 #3 l = 1.40 (m) e = 0.14

FUSTE

Armaduras longitudinales

Dirección X:

3 Grade 60 #5 l = 2.44 (m) e = 1*-0.11 + 2*0.11

Dirección Y:

2 Grade 60 #5 l = 2.50 (m) e = 1*-0.14

Armaduras transversales

5 Grade 60 #3 l = 1.34 (m) e = 1*0.15

3.15.6. CUANTITATIVO

- Volumen del hormigón 0.69 (m3)
- Superficie de encofrado 2.72 (m2)

- Acero Grade 60
- Peso total 54.19 (kg)
- Densidad 78.36 (kg/m³)
- Diámetro medio 10.6 (mm)


Lista según diámetros:

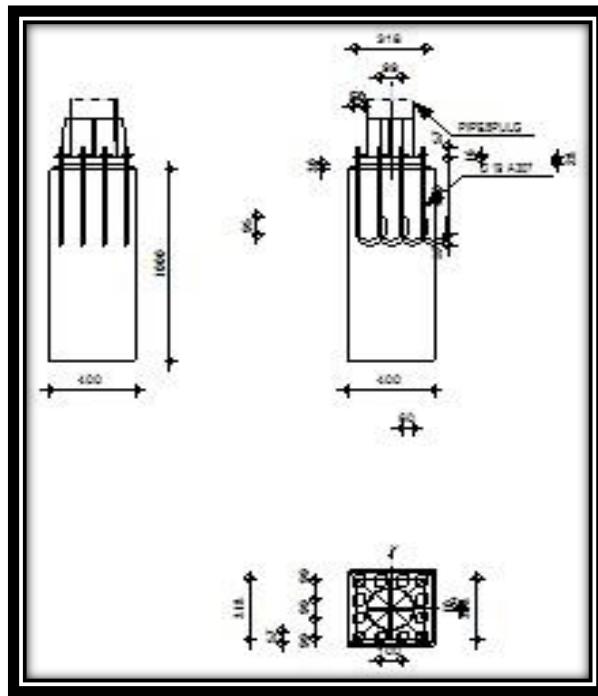
Diámetro	Longitud (m)	Número
#3	1,34	5
#3	1,40	40
#5	2,44	3
#5	2,50	2

3.15.7. DISEÑO DE PLACA Y PERNOS DE ANCLAJE

Autodesk Robot Structural Analysis Professional 2011

Cálculo de la base de columna empotrada

	Autodesk Robot Structural Analysis Professional 2011 Cálculo de la base de columna empotrada Eurocode 3: EN 1993-1-8:2005/AC:2009 + CEB Design Guide: Design of fastenings on concrete	OK
		Ratio 0,55



Fuente: ROBOT

Fig. 3.74. Pernos de la cimentación

3.15.7.1. GENERAL

Unión N.3

Nombre de la unión: Fixed column base

3.15.7.2. GEOMETRÍA

PILAR

Perfil: PIPE8PULG

Lc =	12,00	[m]	Longitud del pilar
□ =	0,0	[Deg]	Ángulo de inclinación
Hc =	219	[mm]	Altura de la sección del pilar
Bfc =	219	[mm]	Anchura de la sección del pilar
twc =	8	[mm]	Espesor del alma de la sección del pilar
tfc =	8	[mm]	Espesor del ala del de la sección del pilar
rc =	0	[mm]	Radio del arredondeado de la sección del pilar

$A_c = 54,18 \text{ [cm}^2\text{]}$ Área de la sección del pilar
 $I_{yc} = 3014,41 \text{ [cm}^4\text{]}$ Momento de inercia de la sección del pilar
 Material: STEEL A53 Gr.B
 $f_{yc} = 241,32 \text{ [MPa]}$ Resistencia
 $f_{uc} = 413,69 \text{ [MPa]}$ Límite de resistencia del material

3.15.7.3. CHAPA DEBAJO DE LA BASE DEL PILAR

$l_{pd} = 318 \text{ [mm]}$ Longitud
 $b_{pd} = 318 \text{ [mm]}$ Anchura
 $t_{pd} = 28 \text{ [mm]}$ Espesor

Material: STEEL A36
 $f_{ypd} = 248,21 \text{ [MPa]}$ Resistencia
 $f_{upd} = 399,90 \text{ [MPa]}$ Límite de resistencia del material

3.15.7.4. ANCLAJE

Clase = A307 Clase de anclajes
 $f_{yb} = 248,21 \text{ [MPa]}$ Límite de plasticidad del material del tornillo
 $f_{ub} = 413,69 \text{ [MPa]}$ Resistencia del material del tornillo a la tracción
 $d = 20 \text{ [mm]}$ Diámetro del tornillo
 $A_b = 2,85 \text{ [cm}^2\text{]}$ Área efectivo del tornillo
 $n_H = 4$ Número de columnas de tornillos
 $n_V = 4$ Número de líneas de tornillos
 $e_H = 99 \text{ [mm]}$ Distancia horizontal
 $e_V = 99 \text{ [mm]}$ Distancia vertical

DIMENSIONES DE LOS ANCLAJES

$L_1 = 57 \text{ [mm]}$
 $L_2 = 400 \text{ [mm]}$
 $L_3 = 114 \text{ [mm]}$

L4 = 95 [mm]

PLAQUETA

lwd = 50 [mm] Longitud

bwd = 57 [mm] Ancho

twd = 16 [mm] Espesor

RIGIDIZADOR

ws = 318 [mm] Anchura

hs = 200 [mm] Altura

ts = 10 [mm] Espesor

d1 = 20 [mm] Entalla

d2 = 20 [mm] Entalla

COEFICIENTES DE MATERIAL

M0 = 1,00 Coeficiente de seguridad parcial

M2 = 1,25 Coeficiente de seguridad parcial

C = 1,50 Coeficiente de seguridad parcial

3.15.8. CIMENTACIÓN

L = 400 [mm] Longitud de la cimentación

B = 400 [mm] Anchura de la cimentación

H = 1000 [mm] Altura de la cimentación

3.15.8.1 HORMIGÓN

Clase CONCRETO

fck = 21,00 [MPa] Resistencia característica a la compresión

Capa de arena

$t_g = 30$ [mm] Espesor da la capa de arena

$f_{ck,g} = 12,00$ [MPa] Resistencia característica a la compresión

$C_{f,d} = 0,30$ Coef. de rozamiento entre la place de base y el hormigón

3.15.9. SOLDADURAS

$a_p = 6$ [mm] Placa principal del pié del pilar

$a_s = 6$ [mm] Rigidizadores

CARGAS

Caso: Cálculos manuales.

$N_{j,Ed} = -9,44$ [KN] Esfuerzo axil

$V_{j,Ed,y} = 21,14$ [KN] Esfuerzo cortante

$M_{j,Ed,z} = -2,40$ [KN*m] Momento flector

3.15.10. ZONA TRACCIONADA

3.15.10.1 RUPTURA DE TORNILLO DE ANCLAJE

$A_b = 2,85$ [cm²] Área efectivo del tornillo [Tabla 3.4]

$f_{ub} = 413,69$ [MPa] Resistencia del material del tornillo a la tracción
[Tabla 3.4]

$\beta = 0,85$ coeficiente de reducción de la resistencia del tornillo [3.6.1.(3)]

$F_{t,Rd,s1} = \beta \cdot 0,9 \cdot f_{ub} \cdot A_b / M_2$

$F_{t,Rd,s1} = 72,20$ [KN] Resistencia del tornillo a la ruptura [Tabla 3.4]

$M_s = 1,20$ Coeficiente de seguridad parcial CEB [3.2.3.2]

$f_{yb} = 248,21$ [MPa] Límite de plasticidad del material del tornillo
CEB [9.2.2]

$F_{t,Rd,s2} = f_{yb} \cdot A_b / M_s$

$F_{t,Rd,s2} = 58,98 \text{ [KN]}$ Resistencia del tornillo a la ruptura CEB [9.2.2]
 $F_{t,Rd,s} = \min(F_{t,Rd,s1}, F_{t,Rd,s2})$
 $F_{t,Rd,s} = 58,98 \text{ [KN]}$ Resistencia del tornillo a la ruptura

3.14.10.2 ARRANCAMIENTO DEL TORNILLO DE ANCLAJE DEL HORMIGÓN

$f_{ck} = 21,00 \text{ [MPa]}$ Resistencia característica del hormigón a la compresión EN 1992-1:[3.1.2]
 $f_{ctd} = 0.7 * 0.3 * f_{ck}^{2/3} / C$
 $f_{ctd} = 1,07 \text{ [MPa]}$ Resistencia de cálculo a la tracción EN 1992-1:[8.4.2.(2)]
 $1 = 1,00$ Coef. dependiente de las condiciones del hormigonado y de la adherencia EN 1992-1:[8.4.2.(2)]
 $2 = 1,00$ Coef. dependiente del diámetro del anclaje EN 1992-1:[8.4.2.(2)]
 $f_{bd} = 2.25 * 1^2 * f_{ctd}$
 $f_{bd} = 2,40 \text{ [MPa]}$ Adherencia admisible de cálculo EN 1992-1:[8.4.2.(2)]
 $h_{ef} = 400 \text{ [mm]}$ Longitud eficaz del tornillo de anclaje EN 1992-1:[8.4.2.(2)]
 $F_{t,Rd,p} = d * h_{ef} * f_{bd}$
 $F_{t,Rd,p} = 57,40 \text{ [KN]}$ Resistencia de cálculo para el arrancamiento EN 1992-1:[8.4.2.(2)]

3.15.11. RUPTURA DEL CONO DE HORMIGÓN

$h_{ef} = 34 \text{ [mm]}$ Longitud eficaz del tornillo de anclaje CEB [9.2.4]
 $NR_{k,c0} = 7.5 \text{ [N0.5/mm0.5]} * f_{ck} * h_{ef}^{1.5}$
 $NR_{k,c0} = 6,91 \text{ [KN]}$ Resistencia característica del anclaje CEB [9.2.4]
 $scr,N = 103 \text{ [mm]}$ Anchura crítica del cono de hormigón CEB [9.2.4]
 $ccr,N = 52 \text{ [mm]}$ Distancia crítica al borde de la cimentación CEB [9.2.4]

$A_{c,N0} =$	1600,00	[cm ²]	Área máxima del cono	CEB [9.2.4]		
$A_{c,N} =$	1600,00	[cm ²]	Área real del cono	CEB [9.2.4]		
$A_{,N} =$	$A_{c,N}/A_{c,N0}$					
$A_{,N} =$	1,00	Coef. dependiente de la distribución de los anclajes y de la distancia al borde			CEB [9.2.4]	
$c =$	52	[mm]	Distancia mínima entre el anclaje y el borde		CEB [9.2.4]	
$s_{,N} =$	$0.7 + 0.3 \cdot c / c_{cr,N} \leq 1.0$					
$s_{,N} =$	1,00	Coef. dependiente de la distancia entre el anclaje y el borde de la cimentación			CEB [9.2.4]	
$ec_{,N} =$	1,00	Coef. dependiente de la distribución de los esfuerzos de tracción en los anclajes			CEB [9.2.4]	
$re_{,N} =$	$0.5 + h_{ef}[mm]/200 \leq 1.0$					
$re_{,N} =$	1,00	Coef. dependiente de la densidad del armado de la cimentación			CEB [9.2.4]	
$ucr_{,N} =$	1,00	Coef. dependiente del grado de fisuración del hormigón			CEB [9.2.4]	
$M_c =$	2,16	Coeficiente de seguridad parcial			CEB [3.2.3.1]	
$F_{t,Rd,c} =$	$N R_{k,c0} \cdot A_{,N} \cdot s_{,N} \cdot ec_{,N} \cdot re_{,N} \cdot ucr_{,N} / M_c$					
$F_{t,Rd,c} =$	3,20	[KN]	Resistencia de cálculo del anclaje a la ruptura del cono de hormigón			EN 1992-1:[8.4.2.(2)]

3.15.12. ROTURA DEL BETÓN

hef =	400	[mm]	Longitud eficaz del tornillo de anclaje	CEB
	[9.2.5]			
NRk,c0 =	7.5[N0.5/mm0.5]*fck*hef1.5			
NRk,c0 =	274,95	[KN]	Resistencia de cálculo para el arrancamiento	CEB [9.2.5]
scr,N =	800	[mm]	Anchura crítica del cono de hormigón	CEB
	[9.2.5]			

$c_{cr,N}$	=	400	[mm]	Distancia crítica al borde de la cimentación	CEB [9.2.5]
$A_{c,N0}$	=	12034,09	[cm ²]	Área máxima del cono	CEB [9.2.5]
$A_{c,N}$	=	1600,00	[cm ²]	Área real del cono	CEB [9.2.5]
A_N	=	$A_{c,N}/A_{c,N0}$			
A_N	=	0,13		Coef. dependiente de la distribución de los anclajes y de la distancia al borde	CEB [9.2.5]
c	=	52	[mm]	Distancia mínima entre el anclaje y el borde	CEB [9.2.5]
s_N	=	$0.7 + 0.3 \cdot c/c_{cr,N}$			
s_N	=	0,74		Coef. dependiente de la distancia entre el anclaje y el borde de la cimentación	CEB [9.2.5]
$e_{c,N}$	=	1,00		Coef. dependiente de la distribución de los esfuerzos de tracción en los anclajes	CEB [9.2.5]
re_N	=	$0.5 + h_{ef}[mm]/200$			
re_N	=	1,00		Coef. dependiente de la densidad del armado de la cimentación	CEB [9.2.5]
$u_{cr,N}$	=	1,00		Coef. dependiente del grado de fisuración del hormigón	CEB [9.2.5]
h_N	=	$(h/(2 \cdot h_{ef}))^{2/3} \leq 1.2$			
h_N	=	1,16		Coef. dependiente de la altura de la cimentación	CEB [9.2.5]
M_{sp}	=	2,16		Coeficiente de seguridad parcial	CEB [3.2.3.1]
$F_{t,Rd,sp}$	=	$N R_{k,c0} \cdot A_N \cdot s_N \cdot e_{c,N} \cdot re_N \cdot u_{cr,N} \cdot h_N / M_{sp}$			
$F_{t,Rd,sp}$	=	14,51	[KN]	Resistencia de cálculo del anclaje a la rotura del hormigón	CEB [9.2.5]

3.15.13. RESISTENCIA DEL ANCLAJE A LA TRACCIÓN

$F_{t,Rd}$	=	$\min(F_{t,Rd,s}, F_{t,Rd,p}, F_{t,Rd,c}, F_{t,Rd,sp})$			
$F_{t,Rd}$	=	3,20	[KN]	Resistencia del anclaje a la tracción	

3.15.14. FLEXIÓN DE LA PLACA DE BASE

Flexión debida al momento $M_{j,Ed,z}$

$l_{eff,1} = 137$ [mm] Longitud eficaz para un tornillo para el modo 1
[6.2.6.5]

$l_{eff,2} = 137$ [mm] Longitud eficaz para un tornillo para el modo 2
[6.2.6.5]

$m = 41$ [mm] Distancia entre el tornillo y el borde rigidizado
[6.2.6.5]

$M_{pl,1,Rd} = 6,68$ [KN*m] Resistencia plástica de la losa para el modo 1
[6.2.4]

$M_{pl,2,Rd} = 6,68$ [KN*m] Resistencia plástica de la losa para el modo 2
[6.2.4]

$FT_{1,Rd} = 657,84$ [KN] Resistencia de la losa para el modo 1 [6.2.4]

$FT_{2,Rd} = 263,98$ [KN] Resistencia de la losa para el modo 2 [6.2.4]

$FT_{3,Rd} = 12,80$ [KN] Resistencia de la losa para el modo 3 [6.2.4]

$F_{t,pl,Rd,z} = \min(FT_{1,Rd}, FT_{2,Rd}, FT_{3,Rd})$

$F_{t,pl,Rd,z} = 12,80$ [KN] Resistencia de la losa en tracción [6.2.4]

3.15.15. RESISTENCIA DEL PIÉ DEL PILAR EN LA ZONA TRACCIONADA

$FT_{Rd,z} = F_{t,pl,Rd,z}$

$FT_{Rd,z} = 12,80$ [KN] Resistencia de la cimentación en la zona traccionada
[6.2.8.3]

3.15.16. CONTROL DE LA RESISTENCIA DE LA UNIÓN

$N_{j,Ed} / N_{j,Rd} = 1,0$ (6.24) $0,01 < 1,00$ verificado (0,01)

$e_z = 254$ [mm] Excentricidad de la fuerza axial [6.2.8.3]

$z_{c,z} = 82$ [mm] Brazo de la fuerza $F_{C,Rd,z}$ [6.2.8.1.(2)]

$z_{t,z} = 149$ [mm] Brazo de la fuerza $F_{T,Rd,z}$ [6.2.8.1.(3)]

$M_{j,Rd,z} = 4,34$ [KN*m] Resistencia de la unión a la flexión[6.2.8.3]
 $M_{j,Ed,z} / M_{j,Rd,z} = 1,0$ (6.23) $0,55 < 1,00$ verificado
 (0,55)

3.15.17. CONTROL DE RIGIDIZADORES

Rigidizador paralelo al eje Z (pasando por el medio del tubo)

$M_1 = 0,09$ [KN*m] Momento flector del rigidizador
 $Q_1 = 3,44$ [KN] Esfuerzo cortante en el rigidizador
 $z_s = 35$ [mm] Posición del eje neutro (respecto la base de la placa)
 $I_s = 2847,30$ [cm⁴] Momento de inercia del rigidizador
 $d = 0,02$ [MPa] Tensión normal en el punto de contacto del rigidizador y de la placa EN 1993-1-1:[6.2.1.(5)]
 $g = 0,58$ [MPa] Tensión normal en las fibras superiores EN 1993-1-1: [6.2.1.(5)]
 $l = 1,72$ [MPa] Tensión tangente en el rigidizador EN 1993-1-1:[6.2.1.(5)]
 $z = 2,98$ [MPa] Tensión equivalente en el punto de contacto del rigidizador y de la placa EN 1993-1-1:[6.2.1.(5)]
 $\max(g, l / (0.58), z) / (f_{yp}/M_0) = 1,0$ (6.1) $0,01 < 1,00$ verificado
 (0,01)

Rigidizador paralelo al eje Y (pasando por el medio del tubo)

$M_1 = 0,28$ [KN*m] Momento flector del rigidizador
 $Q_1 = 7,08$ [KN] Esfuerzo cortante en el rigidizador
 $z_s = 35$ [mm] Posición del eje neutro (respecto la base de la placa)
 $I_s = 2847,30$ [cm⁴] Momento de inercia del rigidizador
 $d = 0,07$ [MPa] Tensión normal en el punto de contacto del rigidizador y de la placa EN 1993-1-1:[6.2.1.(5)]
 $g = 1,87$ [MPa] Tensión normal en las fibras superiores EN 1993-1-1: [6.2.1.(5)]

1 = 3,54 [MPa] Tensión tangente en el rigidizador EN 1993-1-1:[6.2.1.(5)]

z = 6,13 [MPa] Tensión equivalente en el punto de contacto del rigidizador y de la placa EN 1993-1-1:[6.2.1.(5)]

$\max (g / (0.58), z) / (f_{yp}/M_0) \leq 1.0$ (6.1) $0,02 < 1,00$ verificado (0,02)

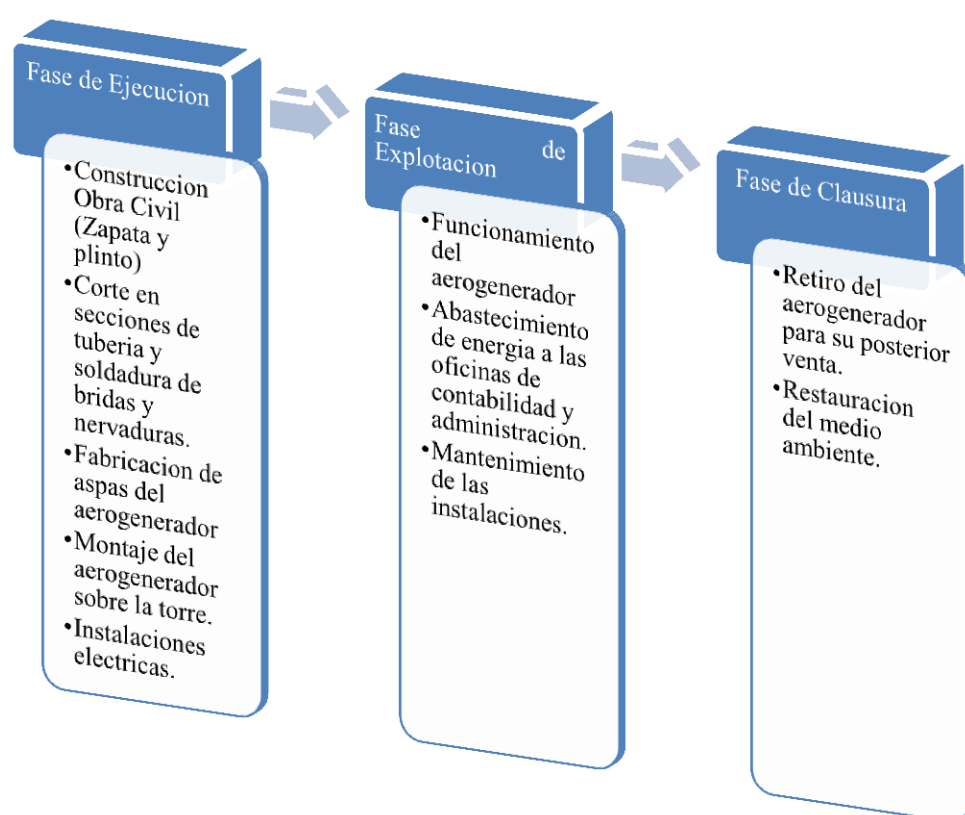
CAPITULO IV

4. CONSTRUCCIÓN.

La identificación de efectos, positivos o negativos, en cualquier proyecto de inversión puede realizarse mediante un método de Flujo de Procesos. Tratamos de definir los contenidos del proyecto de forma secuencial, y haciendo hincapié en los aspectos que pudieran conllevar alteraciones de los factores ambientales y socioeconómicos.

El caso de estudio para el proyecto el proyecto de un aerogenerador eólico puede estructurarse en tres fases que, por orden cronológico, son las que siguen:

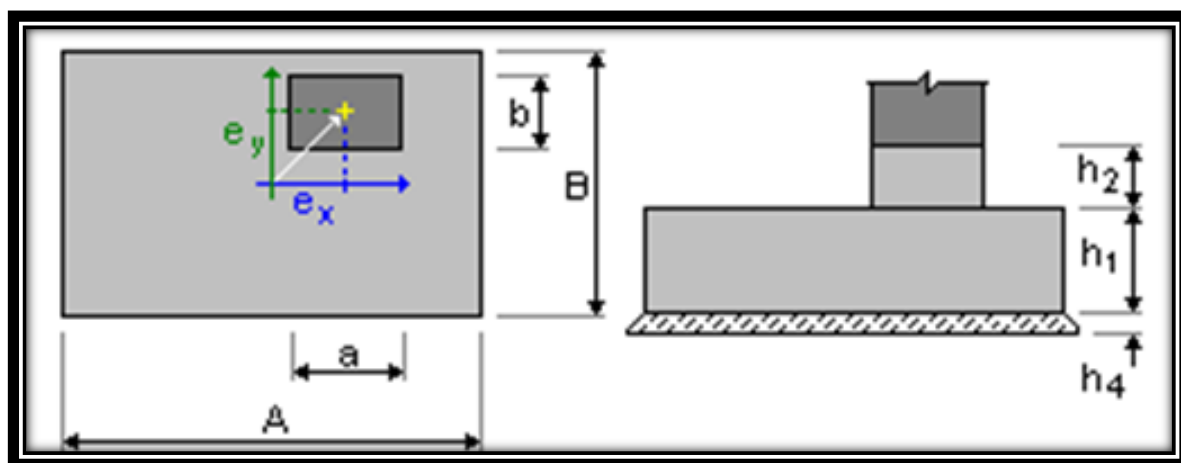
- Ejecución.
- Funcionamiento.
- Clausura.



4.1. FASE DE EJECUCIÓN.

4.1.1. CONSTRUCCIÓN DE OBRA CIVIL.

Obtenidos los cálculos de los esfuerzos sobre la base del aerogenerador, y por medio profesional en el tema, en este caso un ingeniero civil, se ha proporcionado los parámetros de construcción de la fundación que está conformada por la zapata y el plinto el cual se detallara a continuación.



Fuente: Ingeniería Civil.

Fig. 4.1 Esquema y dimensiones de la zapata y plinto.

A	$= 1.50 \text{ (m)}$	a	$= 0.40 \text{ (m)}$
B	$= 1.50 \text{ (m)}$	b	$= 0.40 \text{ (m)}$
h_1	$= 0.25 \text{ (m)}$	e_x	$= 0.00 \text{ (m)}$
h_2	$= 0.75 \text{ (m)}$	e_y	$= 0.00 \text{ (m)}$
h_4	$= 0.05 \text{ (m)}$		

- Pernos J de 19 x 800 x 200
- Placas guía pernos sobre el plinto
- Varilla corrugada 5/8" para zapata
- Varilla corrugada 5/8" para plinto

- Materiales Pétreos.
- Piedra Bola
- Polvo Azul
- Arena
- Ripio
- Cemento Portland

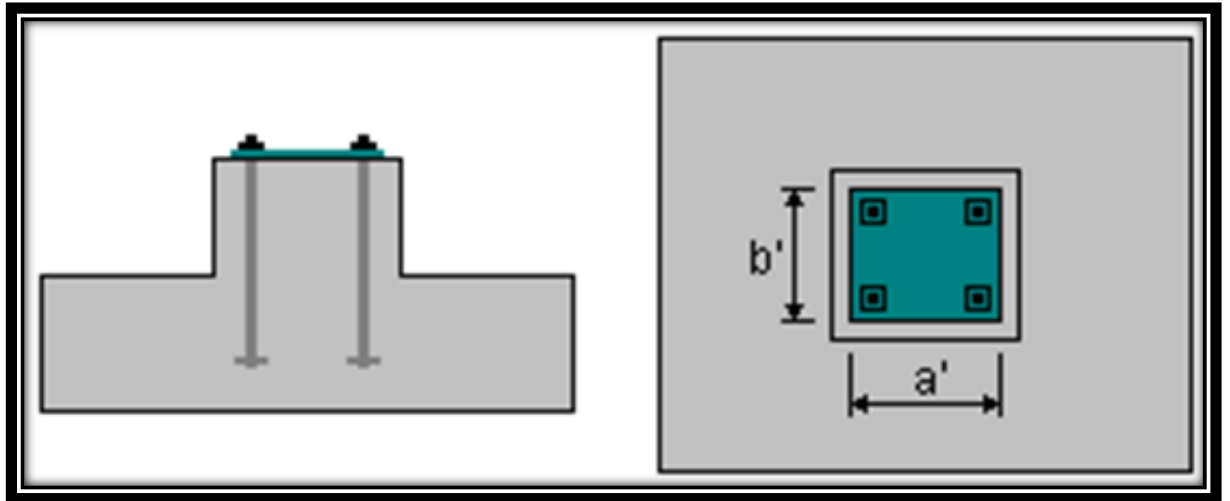
Realizando una excavación de profundidad 1.05mts por una área de 1.5 x 1.5 mts., como se muestra en la figura 4.2., se coloca una plantilla para de ripio con cemento portland para obtener una superficie estable y rígida para descartar problemas en la superficie de asentamiento de la zapata y el plinto.



Fuente: Los Autores.

Fig. 4.2Excavación con plantilla.

Preparada la superficie se procede armar el mallado de la zapata y columna con datos así mismo ya brindados por parte de ingeniería civil, la cual se tomó la siguiente configuración, 14 varillas de 1.60mts de longitud colocados en forma transversal como se muestra en la figura 4.4; con un espaciado entre varillas de 20 cm cada una y el armado del plinto es de una altura de 1 x 0,30 x 0,30 mts., como se muestra en la figura 4.4.



Fuente: Ingeniería Civil.

Fig. 4.3 Esquema del plinto

$$a' = 30.0 \text{ (cm)}$$

$$b' = 30.0 \text{ (cm)}$$

$$c1 = 5.1 \text{ (cm)}$$

$$c2 = 5.1 \text{ (cm)}$$



Fuente: Los Autores.

Fig. 4.4 Zapata



Fuente: Los Autores.

Fig. 4. 5 Armado de plinto

Conformado el mallado tanto de la zapata como la del plinto, se centrara los mismos y se realizara una sujeción para acoplamiento con alambre 12 galvanizado para evitar movimientos al momento de la fundición.

Fundida la zapata se procede a colocar las placas guías fabricadas por medio corte por plasma (SERTEMEC); que servirá al momento de la fundición, que los pernos J no descuadren con respecto a la placa base ni la brida de la base de la torre como muestra la figura 4.6.



Fuente: Los Autores.

Fig. 4. 6 Corte de placas base para guía de pernos J



Fuente: Los Autores.

Fig. 4.7Fundición del plinto.

Cabe mencionar que tanto la placa base como las placas guías tiene una perforación central para el momento de la fundición y el procedimiento del encofrado sea mucho más fácil como se muestra en la figura 4.8.



Fuente: Los Autores.

Fig. 4.8Placa base y Placas Guías para pernos J.

4.1.2. CONSTRUCCIÓN DE LA TORRE DEL AEROGENERADOR.

La construcción de la torre, se dimensiono en base a factores los cuales nos permitía la empresa por cumplimiento a permisos municipales, para la cual las condiciones óptimas fueron la fabricación de una torre tubular de una longitud de 12 mts., seccionada en 4 partes iguales con sujeción apernada.

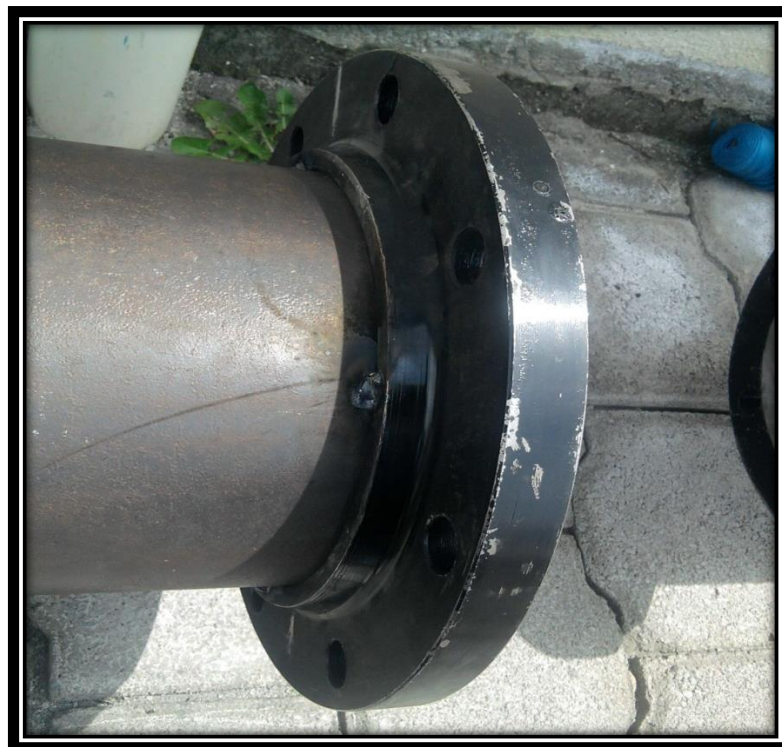
Se procedió a la adquisición de la tubería y se realizó los cortes previos al biselado de los extremos con el propósito de obtener una buena penetración de la soldadura en unión de las bridas con cada sección.



Fuente: Autor.

Fig. 4.9.Trazo de secciones de tubería.

Se hizo un análisis de costos sobre el tipo de sujeción entre las secciones y se llegó a la conclusión de adquirir en el mercado la brida para soldar tipo Slip-on de 150 Lbf.



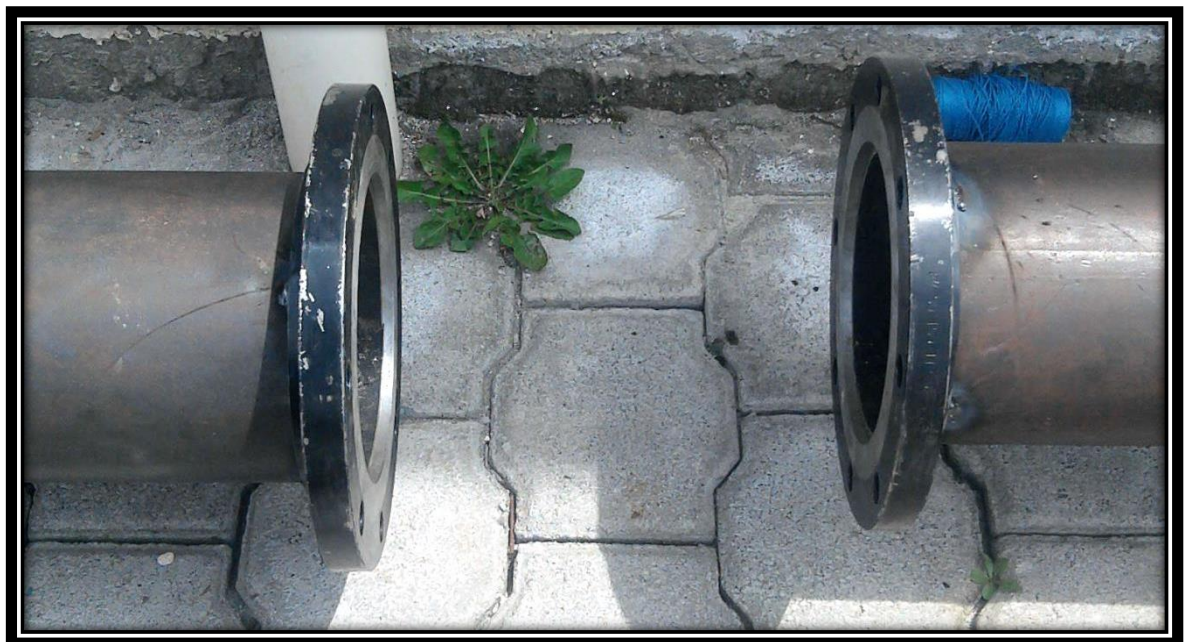
Fuente: Autor.

Fig. 4.10.Unión externa de la tubería con brida slip-on.



Fuente: Autor.

Fig. 4.11.Unión interna de la tubería con brida slip-on.



Fuente: Autor.

Fig. 4.12.Secciones de tuberías y bridas.

Biseladas cada una de las secciones se procede a la unión por medio de soldadura la cual se realizó por proceso SMAW con aporte E-6010 para penetración y E-7018 para relleno, tanto interna como externamente como se demuestra en la figura 4.13.



Fuente: Autor.

Fig. 4.13 Proceso de soldadura SMAW.



Fuente: Autor.

Fig. 4.14. Secciones de la torre.



Fuente: Autor.

Fig. 4.15. Soldadura con electrodo E- 7018.



Fuente: Autor.

Fig. 4.16. Acabado de soldadura parte interna



Fuente: Autor.

Fig. 4.17. Soldadura parte externa

Detalle del proceso de soldadura en la unión entre brida superior a la reducción de 6" a 8"



Fuente: Autor.

Fig. 4.18.Soldadura SMAW en la reducción de 8" a 6".

Soldada las bridas en cada sección, se apernar las mismas con el propósito de realizar una numeración de las secciones que nos indique al momento del izar cada una de las mismas.



Fuente: Autor.

Fig. 4.19.Trasporte de secciones de la torre de aerogenerador.

Adicional a la numeración, el apernar las secciones tiene un propósito adicional, la soldadura de las escalerillas para revisión técnica del aerogenerador a escuadra, esto evita que el operario o técnico no tenga dificultades al momento de subir por la torre como se muestra en la figura 4.20.

Para la fabricación de las escalerillas se utilizó varilla corrugada de 5/8" soldados al diámetro de la tubería con una profundidad de pisada de 22 cm, esto favorece al técnico a inspeccionar el aerogenerador.



Fuente: Los Autores.

Fig. 4. 20.Unión de escalerillas por proceso SMAW.

Cuadradas las escalerillas y apernadas las secciones, a la torre se protege de agentes ambientales que produzcan deterioro del material por oxidación y corrosión, a lo que se le adiciona 2 capas de un polímero que se le aplica a toda la torre el cual se conoce como fondo base, el cual tiene las propiedades de adherirse cualquier tipo de

superficie así eliminando desperfectos en la misma con un de secado rápido y que a este sea de fácil absorción para cualquier otro polímero de protección.

Aplicado las capas de fondo base sobre toda la torre se aplica 2 capas adicionales de otro polímero en el mercado se lo conoce como “Esmalte Anticorrosivo” esmalte a base de diluyente que tiene una alta resistencia a agentes externos como oxidación por medio ambiente y corrosión por agentes salinos, estos se presentan comúnmente en las zonas costeras.



Fuente: Los Autores.

Fig. 4.21. Pintura de torre aerogenerador.

4.1.3. FABRICACIÓN DE ASPAS DEL AEROGENERADOR.

En la fabricación de las aspas, nos tomó mucho tiempo en el tipo de material a fabricar ya que debe tener las cualidades flexibilidad, maleabilidad y sobre todos su peso específico bajo.

Ahora en el mercado de los grandes fabricantes se utiliza polímeros como fibra de carbono, fibra de vidrio, ambos casos tienes sus pros y contras entre los cuales se puede destacar como en la fibra de carbono su elevado costo y eso afecta directamente a nuestro costo de producción de KW.

Mientras tanto que la fibra de vidrio es de costos más accesibles que la fibra de carbono pero la constante exposición a agentes ambientales como es el caso de la localización de nuestro país hace que pierda propiedades durante periodos prolongados.

La parte innovadora del proyecto es la utilización de aspas de material de aluminio, y haciendo un análisis comparativo entre los materiales se encuentra en un punto de equilibrio entre costo, duración y reparación.

Se comenzó con la selección del material para los brazos que sujetan las aspas y se adoptó dos perfiles diferentes y se unió por medio de proceso de soldadura GTAW., como se puede verificar en la figura 4.22.

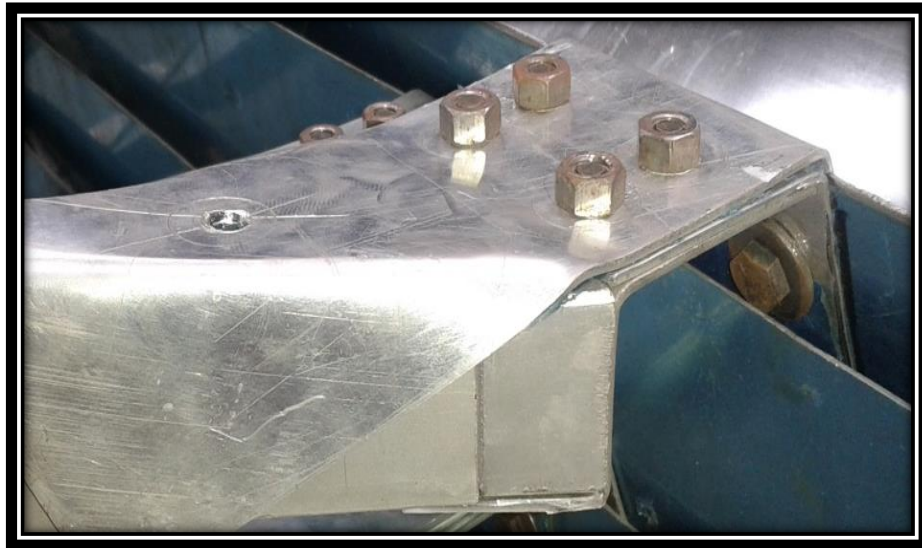


Fuente: Los Autores.

Fig. 4.22. Brazos de soporte de aspas.

Soldados los brazos por proceso GTAW., y con los cálculos elaborados en el capítulo 2 se procede a barolar las planchas de aluminio al ángulo correspondiente y se barola de la misma manera las placas que van a sujetar a la aspa del mismo material.

Como las aspas son un prototipo las perforaciones sobre las placas y las aspas se las realiza manualmente y se va a demostrar en la figura 4.23.



Fuente: Los Autores.

Fig. 4.23.Perforación de aspas.

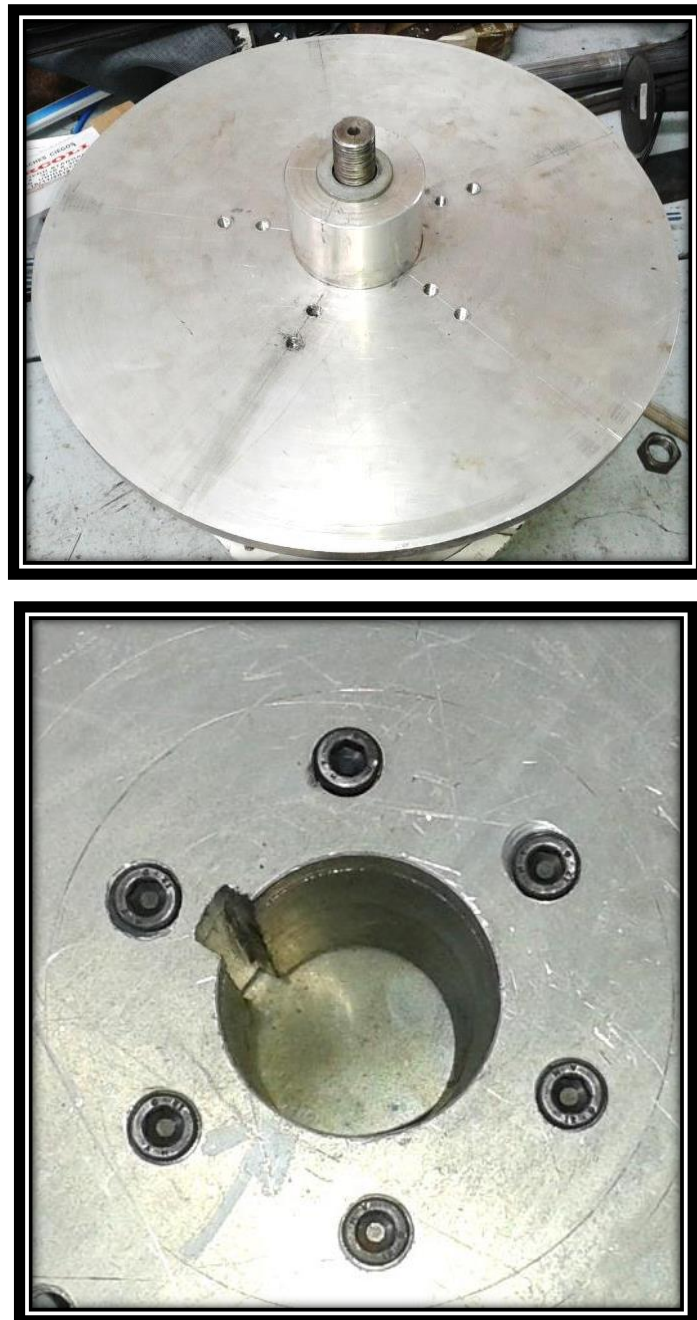
Por el uso de perfilaría existente en el mercado para la elaboración de los brazos se estaba limitado la elección de espesores mayores, lo que conllevó a la implementación de elementos macizos en los extremos donde son las conexiones principales de las aspas y el plato que sujeta a los 5 aspas y a su vez conecta con el eje del rotor como vamos a mostrar en la figura 4.24.



Fuente: Los Autores.

Fig. 4.24.Inserción de elementos sólidos en extremos críticos de sujeción

En nuestro caso por la selección de un generador de imanes permanentes de baja revoluciones, el proyecto no se vio en la necesidad de incluir un caja de engranajes para el aumento de las revoluciones, lo que el acople de las aspas es directo al eje del rotor por medio de elemento que hemos denominado como “Plato sujetador de brazos”, el que consiste en una placa circular de aluminio de espesor de 12 mm y un eje diámetro exterior de 45 mm y esos a su vez sujetos por medio de pernos allen de $\frac{1}{4}$ ” x 1”., como se demuestra en la figura 4.25.



Fuente: Los Autores.

Fig. 4.25. Plato sujetador de brazos.

Comprobados que todos los elementos que componen cada brazos del aspa se encuentren torquados, se monta sobre el generador y se comprueba su balance dinámico previo al montaje sobre la torre.



Fuente: Los Autores.

Fig. 4.26 Inspección de aspas sobre generador.

4.1.4. MONTAJE DE AEROGENERADOR SOBRE LA TORRE.

La parte final de la fase de ejecución es el montaje del aerogenerador sobre la torre para eso se colocó por partes, primero el generador de imanes permanentes y luego se instaló cada una de las aspas hasta dar el torque necesario en cada uno de los brazos.



Fuente: Los Autores.

Fig. 4.27. Montaje de aerogenerador.

4.1.5. INSTALACIÓN ELÉCTRICA

La instalación eléctrica se requiere un controlador con capacidad de 600 Watts de potencia con una corriente máxima de 40 Amps. Y voltaje de entrada 28 Vdc, con interfase de comunicación para el control y monitoreo del estado de generación que puede ser medida des varias formas como control de amperaje, voltaje y potencia, como se muestra en la figura 4.28.



Fuente: Los Autores.

Fig. 4.28. Controlador SPWS600-24-24V

El propósito del controlador es regular la carga eléctrica proveniente de la transformación de energía cinética del viento a energía eléctrica alterna del aerogenerador y enviar al banco de baterías en un voltaje estable de corriente continua según las características del cada controlador, para este caso es de 24Vdc.



Fuente: Los Autores.

Fig. 4.29. Banco de baterías

Normalmente en el mercado la venta de baterías de carga profunda utilizadas para proyectos de energías renovables son de 12 VDC., Por consiguiente si los equipos a trabajar son de 24Vdc es necesario realizar una conexión en serie paralelo para duplicar el voltaje de las baterías y mermar nuestra capacidad de almacenaje de 400 Ah., a 200 Ah.

CAPITULO V

5. ANÁLISIS ECONÓMICO.

En este capítulo se estudian todos los aspectos económicos y financieros del proyecto, para comprobar si el proyecto es viable. Primero se estima el presupuesto del proyecto y a partir de éste se estudia la rentabilidad y el período de retorno de la inversión.

5.1. PRESUPUESTO DEL PROYECTO.

En la Tabla 37 y en los anexos VI, se muestra la inversión del proyecto. Los anexos está el detalle del costo unitario de construcción. En el precio de los componentes fabricados se incluye el precio de los materiales utilizados y el costo de la mano de obra.

PRESUPUESTO INVERTIDO	VALOR USD
<i>Torre</i>	1254,94
<i>Soldadura GTAW con aporte de aluminio</i>	123,81
<i>Instalación eléctrica.</i>	124,28
<i>Elementos de sujeción de pernos</i>	49,45
<i>Construcción de aspas de aluminio</i>	455,43
<i>Instalación de elementos de control y banco de baterías</i>	1.041,29
<i>Construcción de fundación de zapata de hormigón base</i>	350,80
<i>Rodamientos skf 7208 y skf 6208</i>	236,12
	3636,12

Fuente: Los autores

Tabla 37. Presupuesto invertido en el prototipo

5.2 ESTUDIO DE RENTABILIDAD.

5.2.1 CÁLCULO DEL COSTO DE GENERACIÓN DE ENERGÍA.

Se determina el precio del KW/h generado por el prototipo y comparándolo con el precio del KW/h suministrado por las compañías eléctricas, con valores no subsidiados y precios internacionales sin subsidio, de esta manera se podrá asegurar si el proyecto es rentable o no económicamente.

Con una inversión inicial de 4031,61 USD se procede al cálculo del TIR (Tasa interna de rentabilidad) y el VAN (Valor actual neto). De esta manera se realiza un estudio financiero que permita determinar el retorno de capital de inversión con su respectiva utilidad.

A continuación se detalla el proceso con los siguientes puntos:

- a) Remuneraciones
- b) Programa de producción
- c) Depreciaciones y Amortizaciones
- d) Suministros y materiales
- e) Cuadro de Amortización
- f) Flujo de Fondos
- g) Capital de Trabajo
- h) VAN (Valor actual neto)

5.2.1.1. REMUNERACIONES.

Remuneración es un método de cálculo que pueda evaluarse en efectivo, el cual es aplicado por un empleador a un trabajador en virtud de los servicios u obras que este haya efectuado.

Por consiguiente se detallara según los costos unitarios realizados anteriormente, que están involucrados en la instalación del prototipo de aerogenerador.

Como referencia se toma en cuenta una tabla de salarios de una empresa dedicada a la instalación de proyectos sistemas contra incendios.

ANÁLISIS DE PRECIOS UNITARIOS										
CUADRO AUXILIAR DE COSTOS DE MANO DE OBRA										
	101	102	103	104	105	106	107	108	109	110
CATEGORIA / CARGO	Categoría I	Categoría II	Categoría III	Categoría IV	Categoría V	Chofer Lic. D	Topógrafo 4	O.E.P. 1	O.E.P. 2	AY. MAQUINARIA
JORNAL DIARIO UNIFICADO	9,33	9,33	9,43	9,73	9,81	14,31	9,73	9,81	9,73	8,00
MENSUAL NOMINAL	279,84	279,84	282,81	291,98	294,39	429,30	291,90	294,30	291,90	240,00
ANUAL NOMINAL	3.358,08	3.358,08	3.393,72	3.503,76	3.532,68	5.151,60	3.502,80	3.531,60	3.502,80	2.880,00
COMPONENTES SALARIALES										
13er SUELDO	279,84	279,84	282,81	291,98	294,39	429,30	291,90	294,30	291,90	240,00
14to SUELDO	264,00	264,00	264,00	264,00	264,00	264,00	264,00	264,00	264,00	264,00
APORTE PATRONAL (1)	408,01	408,01	412,34	425,71	429,22	625,92	425,59	429,09	425,59	349,92
FONDO DE RESERVA	279,84	279,84	282,81	291,98	294,39	429,30	291,90	294,30	291,90	240,00
OTROS COD. TRABAJO										
TOTAL ANUAL	4.589,77	4.589,77	4.635,68	4.777,43	4.814,68	6.900,12	4.776,19	4.813,29	4.776,19	3.973,92
TOTAL MENSUAL	382,48	382,48	386,31	398,12	401,22	575,01	398,02	401,11	398,02	331,16
FACTOR DE SALARIO REAL (2)	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55	1,55
MENSUAL REAL	594,06	594,06	600,01	618,36	623,17	893,10	618,20	623,00	618,20	514,35
COSTO HORARIO	3,970	3,970	3,995	4,071	4,091	5,214	4,071	4,090	4,071	3,639

Fuente: Proyectos Seing Proaño 2013.

Tabla 38. Análisis de precios unitarios

En el campo de la construcción se utilizó aproximadamente 32 horas de trabajo en total de todas las categorías mencionadas antes en la tabla 35, las cuales se detalla en la tabla 39.

PERSONAL PARA CONSTRUCCION		
DETALLE	# Horas	Mant. Anual
Obreros	6	23,82
Técnico Eléctrico	6	24,54
Inspección Soldadura	6	24,42
Obreros	6	23,82
Obreros	4	23,82
Técnico Mecánico	4	16,28
		136,70

Fuente: Autores.

Tabla 39. Detalle de horas de trabajo para construcción.

Tomando en cuenta una proyección del 8% de incremento salarial, para la obtención de este dato se realizó un estudio del incremento del mismo a partir del año 2006. Como se puede observar en la tabla 40.

TABLA DE REMUNERACIONES										
REMUNERACIONES										
DENOMINACIÓN / AÑOS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Técnico Eléctromecánico	\$ 28,63	\$ 30,92	\$ 33,39	\$ 36,07	\$ 38,95	\$ 42,07	\$ 45,43	\$ 49,07	\$ 52,99	\$ 57,23
TOTAL M.O.	\$ 28,63	\$ 30,92	\$ 33,39	\$ 36,07	\$ 38,95	\$ 42,07	\$ 45,43	\$ 49,07	\$ 52,99	\$ 57,23
Tasa de Proyección 8% determinado del promedio de incremento del salario básico en los últimos años										

	AÑOS										
DENOMINACIÓN / AÑOS	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Técnico Eléctromecánico	\$ 57,23	\$ 61,81	\$ 66,75	\$ 72,10	\$ 77,86	\$ 84,09	\$ 90,82	\$ 98,08	\$ 105,93	\$ 114,41	\$ 123,56
TOTAL M.O.	\$ 57,23	\$ 61,81	\$ 66,75	\$ 72,10	\$ 77,86	\$ 84,09	\$ 90,82	\$ 98,08	\$ 105,93	\$ 114,41	\$ 123,56

Fuente: Autores.

Tabla 40. Remuneraciones de mantenimiento proyección a 20 años

Las tablas elaboradas anteriormente indican un valor aproximado de mantenimiento del aerogenerador en cualquier falla o daño que pueda ocurrir durante su tiempo de vida útil. Como recomendación del fabricante se debe elaborar un plan de mantenimiento anual para cumplir con los años establecidos de su funcionamiento.

5.2.1.2. PROGRAMA DE PRODUCCIÓN.

El programa de producción es un factor que intervienen dos datos importantes que son:

Repuestos, que serán utilizados durante el proceso de producción de energía en el periodos de un año.

Factor industrial, que corresponde a la comparación de la producción anual neta y la proyección de crecimiento para el siguiente período.

Para el caso del aerogenerador la producción de energía no varía debido a la potencia constante de 500W, calculada mediante la tabla de producción promedio anual de energía que se muestra en la tabla 41.

PROGRAMA DE PRODUCCIÓN	
AÑOS	CANTIDAD (KW)
1	2190
2	2190
3	2190
4	2190
5	2190
6	2190
7	2190
8	2190
9	2190
10	2190
11	2190
12	2190
13	2190
14	2190
15	2190
16	2190
17	2190
18	2190
19	2190
20	2190

Fuente: Autores.

Tabla 41. Producción promedio anual.

Para proceder conocer el costo de nuestro programa de producción se utiliza la tabla 42., en la cual se pueden observar que el factor industrial es 1 porque no existe variación de incremento en la producción anual.

AÑO 1						
PARA PRODUCIR 2190kw SE REQUIERE						
Repuestos	Cantidad Neta	Unidad de Medida	Rendimiento Industrial	Repuestos Utilizados	Precio Unitario	Costo Total
Rodamientos 7208	1	Unidad	1	1,00	89,57	89,57
Rodamientos 6208	1	Unidad	1	1,00	47,09	47,09
TOTAL						136,66
CÁLCULO DEL COEFICIENTE INDUSTRIAL						
A)	2190	1				
	2190					

Fuente: Autores.

Tabla 42. Cálculo para costo total de producción de energía por un año.

5.2.1.3. DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES.

La depreciación y la amortización, hacen referencia al desgaste o agotamiento que sufre un activo en la medida que con su utilización contribuye a la generación de los ingresos de la empresa.

Haciendo un caso especial para este tipo de equipos, comúnmente se debería depreciar a un tiempo determinado de 10 años, pero para aerogeneradores se asume que será de acuerdo a su vida útil lo que representa 20 años, Como se demuestra en la tabla 43.

CUADRO DE DEPRECIACIONES Y AMORTIZACIONES			
DETALLE	VALOR DE ADQUISICION	VIDA UTIL AÑOS	CUOTA ANUAL
Activos			
<i>Torre</i>	1.254,94	20	\$ 62,75
<i>Soldadura GTAW con aporte de aluminio</i>	123,81	20	\$ 6,19
<i>Instalacion electrica</i>	124,28	20	\$ 6,21
<i>Elementos de sujecion</i>	49,45	20	\$ 2,47
<i>Construccion de aspas de aluminio</i>	455,43	20	\$ 22,77
<i>Instalacion de elementos de control y baterias</i>	1.041,29	20	\$ 52,06
<i>Construccion de fundacion de zapata de hormigon base</i>	350,80	20	\$ 17,54
<i>Rodamientos skf 7208 y skf 6208</i>	236,12	20	\$ 11,81
	\$ 3.636,12		\$ 181,81

Fuente: Autores.

Tabla 43. Depreciación.

DETALLE	VALOR RESIDUAL									
Activos	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Torre	\$ 1.192,19	\$ 1.129,45	\$ 1.066,70	\$ 1.003,95	\$ 941,21	\$ 878,46	\$ 815,71	\$ 752,96	\$ 690,22	\$ 627,47
Soldadura GTAW con aporte de aluminio	\$ 117,62	\$ 111,43	\$ 105,24	\$ 99,05	\$ 92,86	\$ 86,67	\$ 80,48	\$ 74,29	\$ 68,10	\$ 61,91
Instalacion electrica	\$ 118,07	\$ 111,85	\$ 105,64	\$ 99,42	\$ 93,21	\$ 87,00	\$ 80,78	\$ 74,57	\$ 68,35	\$ 62,14
Elementos de sujecion	\$ 46,98	\$ 44,51	\$ 42,03	\$ 39,56	\$ 37,09	\$ 34,62	\$ 32,14	\$ 29,67	\$ 27,20	\$ 24,73
Construccion de aspas de aluminio	\$ 432,66	\$ 409,89	\$ 387,12	\$ 364,34	\$ 341,57	\$ 318,80	\$ 296,03	\$ 273,26	\$ 250,49	\$ 227,72
Instalacion de elementos de control y baterias	\$ 989,23	\$ 937,16	\$ 885,10	\$ 833,03	\$ 780,97	\$ 728,90	\$ 676,84	\$ 624,77	\$ 572,71	\$ 520,65
Construccion de fundacion de zapata de hormigon	\$ 333,26	\$ 315,72	\$ 298,18	\$ 280,64	\$ 263,10	\$ 245,56	\$ 228,02	\$ 210,48	\$ 192,94	\$ 175,40
Rodamientos skf 7208 y skf 6208	\$ 224,31	\$ 212,51	\$ 200,70	\$ 188,90	\$ 177,09	\$ 165,28	\$ 153,48	\$ 141,67	\$ 129,87	\$ 118,06

DETALLE	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
Activos										
Torre	\$ 564,72	\$ 501,98	\$ 439,23	\$ 376,48	\$ 313,74	\$ 250,99	\$ 188,24	\$ 125,49	\$ 62,75	\$ 0,00
Soldadura GTAW con aporte de aluminio	\$ 55,71	\$ 49,52	\$ 43,33	\$ 37,14	\$ 30,95	\$ 24,76	\$ 18,57	\$ 12,38	\$ 6,19	\$ -
Instalacion electrica	\$ 55,93	\$ 49,71	\$ 43,50	\$ 37,28	\$ 31,07	\$ 24,86	\$ 18,64	\$ 12,43	\$ 6,21	\$ 0,00
Elementos de sujecion	\$ 22,25	\$ 19,78	\$ 17,31	\$ 14,84	\$ 12,36	\$ 9,89	\$ 7,42	\$ 4,95	\$ 2,47	\$ 0,00
Construccion de aspas de aluminio	\$ 204,94	\$ 182,17	\$ 159,40	\$ 136,63	\$ 113,86	\$ 91,09	\$ 68,31	\$ 45,54	\$ 22,77	\$ (0,00)
Instalacion de elementos de control y baterias	\$ 468,58	\$ 416,52	\$ 364,45	\$ 312,39	\$ 260,32	\$ 208,26	\$ 156,19	\$ 104,13	\$ 52,06	\$ 0,00
Construccion de fundacion de zapata de hormigon	\$ 157,86	\$ 140,32	\$ 122,78	\$ 105,24	\$ 87,70	\$ 70,16	\$ 52,62	\$ 35,08	\$ 17,54	\$ -
Rodamientos skf 7208 y skf 6208	\$ 106,25	\$ 94,45	\$ 82,64	\$ 70,84	\$ 59,03	\$ 47,22	\$ 35,42	\$ 23,61	\$ 11,81	\$ (0,00)

Fuente: Autores.

Tabla 44. Valor Residual por el periodo de 20 años.

Se puede verificar en la tabla 44., el desgaste del aerogenerador durante su vida útil, y los valores de amortización hasta llegar a su último año de producción, en el cual al equipo se lo puede dar de baja o vender por partes para su recuperación o reinversión de la máquina.

5.2.1.4. SUMINISTROS Y MATERIALES.

Se detalla todos los elementos que se utiliza para la conexión y ajuste de las partes tanto eléctricas como mecánicas del aerogenerador con una proyección de incremento al valor de suministros y materiales por concepto costos directos o indirectos de fabricación, se detalla a continuación en la tabla 45.

	SUMINISTROS Y MATERIALES									
	AÑOS									
DENOMINACIÓN / AÑOS	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
PINTURA ANTICORROSIVO MATE	\$ 19,20	\$ 20,16	\$ 21,17	\$ 22,23	\$ 23,34	\$ 24,50	\$ 25,73	\$ 27,02	\$ 28,37	\$ 29,79
Pernos 5/16 *3/4	\$ 6,00	\$ 6,30	\$ 6,62	\$ 6,95	\$ 7,29	\$ 7,66	\$ 8,04	\$ 8,44	\$ 8,86	\$ 9,31
Total	\$ 25,20	\$ 26,46	\$ 27,78	\$ 29,17	\$ 30,63	\$ 32,16	\$ 33,77	\$ 35,46	\$ 37,23	\$ 39,09

DENOMINACIÓN / AÑOS	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
PINTURA ANTICORROSIVO MATE	\$ 31,27	\$ 32,84	\$ 34,48	\$ 36,20	\$ 38,01	\$ 39,92	\$ 41,91	\$ 44,01	\$ 46,21	\$ 48,52
Pernos 5/16 *3/4	\$ 9,77	\$ 10,26	\$ 10,78	\$ 11,31	\$ 11,88	\$ 12,47	\$ 13,10	\$ 13,75	\$ 14,44	\$ 15,16
Total	\$ 41,05	\$ 43,10	\$ 45,26	\$ 47,52	\$ 49,89	\$ 52,39	\$ 55,01	\$ 57,76	\$ 60,65	\$ 63,68

Fuente: Autores.

Tabla 45. Suministros y Materiales.

5.2.1.5. CUADRO DE AMORTIZACIÓN.

Como todo proyecto se debe buscar financiamiento en cualquier tipo de entidad que brinde estos servicios, se solicita un préstamo el cual se adquiere y debe pagarse por una parte unos intereses por concepto del uso y disfrute del capital recibido y por otra reembolsar dicho capital en uno o varios periodos previamente acordados, como el prestamos obtenido es por un monto 4100 USD se detalla a continuación la fórmula de amortización y el cuadro de cuotas de capital e interés.

CUADRO DE AMORTIZACIÓN			
DESCRIPCION		DATOS	
CRÉDITO	\$ 4.100,00	4100	
INTERÉS	12% ANUAL	12	
PLAZO	3 AÑOS	6	
CUOTA	SEMESTRALES	\$ 833,79	
AMOTIZACIÓN	C	4100	\$ 833,79
	$1 - (1-i)^n$	$1 - (1-0,06)^{-6}$	
	i	0,06	

Fuente: Autores.

Tabla 46. Cálculo de cuota.

SEMESTRES	SALDO CAPITAL	INTERÉS	CUOTA CAPITAL	TOTAL
1	\$ 4.100,00	\$ 246,00	\$ 587,79	\$ 833,79
2	\$ 3.512,21	\$ 210,73	\$ 623,06	\$ 833,79
3	\$ 2.889,15	\$ 173,35	\$ 660,44	\$ 833,79
4	\$ 2.228,71	\$ 133,72	\$ 700,07	\$ 833,79
5	\$ 1.528,64	\$ 91,72	\$ 742,07	\$ 833,79
6	\$ 786,57	\$ 47,19	\$ 786,60	\$ 833,79
TOTAL		\$ 902,72	\$ 4.100,02	\$ 5.002,74

Fuente: Autores.

Tabla 47. Desglose de cuota capital – interés.

Cabe recalcar que el financiamiento se hizo a una tasa fija de interés, pero en las entidades financieras están reguladas por un ente controlador que reajusta la tasa semestralmente el cual es Banco Central del Ecuador.

5.2.1.6. FLUJO DE FONDOS.

El flujo de fondos o flujo de caja consiste en un esquema que presenta sistemáticamente los costos e ingresos registrados año por año (o período por período).

Por tanto puede considerarse como una síntesis de todos los estudios realizados como parte de la etapa de pre-inversión o como parte de la etapa de ejecución.

Los elementos básicos que intervienen en el fondo de flujo para nuestro caso es:

Los beneficios (ingresos) de operación.

Los costos (egresos) de inversión o montaje, o sea, los costos iniciales.

Los costos (egresos) de operación.

Por medio de la tabla 48, que es una de las formas más aplicadas para el desarrollo de flujo de caja, se detallará cada uno de los elementos básicos antes mencionados y aplicados a nuestro proyecto.

CÁLCULO DE FLUJO DE FONDOS											
DETALLE / AÑOS	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
A. FLUJO DE BENEFICIOS											
Ventas		\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50
Total Flujo de Beneficios		\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50
B. FLUJO DE COSTOS											
Activos Fijos	\$ 3.636,12										
Costo Repuestos		\$ 6,83	\$ 7,17	\$ 7,53	\$ 7,91	\$ 8,31	\$ 8,72	\$ 9,16	\$ 9,61	\$ 10,10	\$ 10,60
Costo MO Mantenimientos		\$ 28,63	\$ 30,92	\$ 33,39	\$ 36,07	\$ 38,95	\$ 42,07	\$ 45,43	\$ 49,07	\$ 52,99	\$ 57,23
Gasto Suministros		\$ 19,20	\$ 20,16	\$ 21,17	\$ 22,23	\$ 23,34	\$ 24,50	\$ 25,73	\$ 27,02	\$ 28,37	\$ 29,79
Inversión Total	\$ 3.636,12	\$ 54,66	\$ 58,26	\$ 62,10	\$ 66,20	\$ 70,69	\$ 75,29	\$ 80,32	\$ 85,70	\$ 91,45	\$ 97,62
FLUJO ECONÓMICO (A-B)	\$ (3.636,12)	\$ 492,84	\$ 489,24	\$ 485,40	\$ 481,30	\$ 476,91	\$ 472,21	\$ 467,18	\$ 461,80	\$ 456,05	\$ 449,88
VPN	\$ (186,11)										
(+) Crédito											
(-) Servicio de Deuda		\$ 1.667,58	\$ 1.667,58	\$ 1.667,58							
(=) Flujo Financiero	\$ (3.636,12)	\$ (1.174,74)	\$ (1.178,34)	\$ (1.182,18)	\$ 481,30	\$ 476,91	\$ 472,21	\$ 467,18	\$ 461,80	\$ 456,05	\$ 449,88

DETALLE / AÑOS	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
A. FLUJO DE BENEFICIOS										
Ventas	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50
Total Flujo de Beneficios	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50	\$ 547,50
B. FLUJO DE COSTOS										
Activos Fijos										
Costo Repuestos	\$ 11,13	\$ 11,69	\$ 12,27	\$ 12,88	\$ 13,53	\$ 14,21	\$ 14,92	\$ 15,66	\$ 16,44	\$ 17,27
Costo MO Mantenimientos	\$ 61,81	\$ 66,75	\$ 72,10	\$ 77,86	\$ 84,09	\$ 90,82	\$ 98,08	\$ 105,93	\$ 114,41	\$ 123,56
Gasto Suministros	\$ 31,27	\$ 32,84	\$ 34,48	\$ 36,20	\$ 38,01	\$ 39,92	\$ 41,91	\$ 44,01	\$ 46,21	\$ 48,52
Inversión Total	\$ 104,22	\$ 111,28	\$ 118,85	\$ 126,95	\$ 135,64	\$ 144,94	\$ 154,91	\$ 165,60	\$ 177,06	\$ 189,34
FLUJO ECONÓMICO (A-B)	\$ 443,28	\$ 436,22	\$ 428,65	\$ 420,55	\$ 411,86	\$ 402,56	\$ 392,59	\$ 381,90	\$ 370,44	\$ 358,16
VPN										
(+) Crédito										
(-) Servicio de Deuda										
(=) Flujo Financiero	\$ 443,28	\$ 436,22	\$ 428,65	\$ 420,55	\$ 411,86	\$ 402,56	\$ 392,59	\$ 381,90	\$ 370,44	\$ 358,16

Fuente: Autor.

Tabla 48. Flujo de Fondos Proyecto Eólico.

5.2.1.7 VAN (VALOR ACTUAL NETO)

Es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros, originados por una inversión. Consiste en descontar al momento actual (es decir, actualizar mediante una tasa) todos los flujos de caja futuros del proyecto. A este valor se le resta la inversión inicial, de tal modo que el valor obtenido es el valor actual neto del proyecto.

Para el cálculo del VAN se utilizará la tasa 12% a la que se aplicó el interés del préstamo, esa tasa se aplica al valor del flujo financiero durante los 20 periodos correspondiente a los 20 años de vida útil del aerogenerador.

VALOR ACTUAL NETO ECONOMICO			
AÑOS	Flujos Fondos Económico	Tasa 12%	Coeficiente
0	-3636,12	-3636,12	- 3.636,12
1	492,84	$(B7/(1,12)^1)$	440,03
2	489,24	$(B8/(1,12)^2)$	390,02
3	485,40	$(B9/(1,12)^3)$	345,50
4	481,30	$(B10/(1,12)^4)$	305,87
5	476,91	$(B11/(1,12)^5)$	270,61
6	472,21	$(B12/(1,12)^6)$	239,24
7	467,18	$(B13/(1,12)^7)$	211,33
8	461,80	$(B14/(1,12)^8)$	186,51
9	456,05	$(B15/(1,12)^9)$	164,45
10	449,88	$(B16/(1,12)^{10})$	144,85
11	443,28	$(B17/(1,12)^{11})$	127,43
12	436,22	$(B18/(1,12)^{12})$	111,97
13	428,65	$(B19/(1,12)^{13})$	98,24
14	420,55	$(B20/(1,12)^{14})$	86,05
15	411,86	$(B21/(1,12)^{15})$	75,25
16	402,56	$(B22/(1,12)^{16})$	65,67
17	392,59	$(B23/(1,12)^{17})$	57,18
18	381,90	$(B24/(1,12)^{18})$	49,66
19	370,44	$(B25/(1,12)^{19})$	43,01
20	358,16	$(B26/(1,12)^{20})$	37,13
TOTAL			- 186,11

Fuente: Autores.

Tabla 49. Valor Actual Neto.

Para determinar si el proyecto es rentable o se determinará por medio de una restricciones que tiene el VAN.

Valor	Significado	Decisión a tomar
$VAN > 0$	La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto puede aceptarse
$VAN < 0$	La inversión produciría pérdidas por debajo de la rentabilidad exigida (r)	El proyecto debería rechazarse
$VAN = 0$	La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas	Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.

Fuente: <http://www.vantir.com/>

Tabla 50. Valoración y toma de decisiones del proyecto según el VAN.

Concluido el VAN se determina que el valor actual neto es de -186,11USD lo que determina que no es rentable el proyecto.

5.3. CÁLCULO DE COSTOS ENERGÍA CON PARÁMETROS ESTABLECIDOS POR CONELEC. Y TARIFAS INTERNACIONALES.

Se realiza una comparación entre los precios de las energías renovables no convencionales (ERNC.) en el Ecuador con respecto a parámetros internacionales de países con un gran desarrollo en este tipo de energías.

En la regulación No. CONELEC-002/11. Establece el Estado fomentará el desarrollo y uso de los recursos energéticos no convencionales a través de los organismos públicos, la banca de desarrollo, las universidades y las instituciones privadas, a efectos de disminuir la vulnerabilidad y dependencia de generación eléctrica a base de combustibles fósiles.

La presente Regulación tiene como objetivo el establecimiento de los precios, su período de vigencia, y forma de despacho para la energía eléctrica entregada al

Sistema Nacional Interconectado y sistemas aislados, por los generadores que utilizan fuentes renovables no convencionales.

Para los efectos de la presente regulación, las energías renovables no convencionales comprenden las siguientes: eólica, biomasa, biogás, fotovoltaica, geotermia y nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas.

5.3.1 PRECIO DE LA ENERGÍA.

Los precios a reconocerse por la energía medida en el punto de entrega, expresados en centavos de dólar de los Estados Unidos por KWh, son aquellos indicados en la tabla 51.

Tipo de Tecnología y rango de potencia	Energía Renovable no convencional
Vapor	
MCI<514 rpm	
MCI 514 – 900 rpm	
MCI > 900 rpm	
Gas industrial	
Gas jet	
Eólicas	25
Fotovoltaicas	20
Biomasa - Biogas	15
Geotérmicas	30
Hidros 0 – 0,5 MW	20
Hidros 0,5 – 5 MW	30
Hidros 5 – 10 MW	40
Hidros 10 – 50 MW	40
Hidros > 50 MW	

Fuente:http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=200

Tabla 51. Precio de energías renovables

No se reconocerá pago por potencia a la producción de las centrales no convencionales.

Con los precios estipulados anteriormente en la Tabla 48, se verificará en datos el porcentaje de diferencia que existe entre los precios de una distribuidora eléctrica, el valor en la cartilla a nombre de CINTATEX. CIA. LTDA. Y los precios de la ERNC. Como resultado se verifica en qué punto es factible el proyecto y tomar decisiones, que hagan de este prototipo, un proyecto viable.

Descripción	Precio cUSD/KWh	Porcentaje
<i>EEQ. Tarifa dignidad</i>	7	
<i>EEQ. CINTATEX</i>	8,6	22,86%
<i>ERNC.</i>	25	357,14%

Fuente: Autores

Tabla 52. Valores porcentuales de precios de energía.

Se determinará con parámetros internacionales de ERNC de la tabla 49. Donde se puede apreciar varios parámetros con los cuales se comparará a la de los países que tiene un desarrollo superior en ámbito energético al que aplica en el Ecuador.

Cabe mencionar que todos los países analizados en la tabla 50, tienen un precio mayor por KW/h comparado con Ecuador, adicional que ciertos países europeos adoptan un método diferente para valorar el precio del KW/h., como son el caso de Portugal y Francia que categorizan los precios según la cantidad de horas producidas por cada central de ERNC.

Precio de energia eolica en Europa.	
Pais	Eolica (cEUR/KWH)
Alemania	8,36 Tierra 8,74 Mar
Austria	7,8
Espana	6,89 Tierra 6,89 Mar
Francia	8,20 2400h 7,50 2600h
Grecia	7,30 Tierra 8,50 Islas
Holanda	9,70 Tierra 11,7 Mar
Portugal	11,26 < 2000h 8,50 2000-2200h 7,20 2200-2400h 6,00 2400-2600 5,20 > 2600h

Fuente: <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/1123>

Tabla 53. Precios ERNC Europa.

5.4 MODELO COMPARATIVO DE COSTOS CON EL MERCADO NACIONAL.

Con los precios obtenidos de los cálculos y tablas elaboradas en el subcapítulo anterior, se realizará un análisis comparativo de precios en energías renovables a nivel mercado nacional y aplicar el VAN, con el objetivo de determinar el costo de KWh producido, si el caso fuera que los equipos instalados en el prototipo fueran adquiridos a nivel nacional.

Para la comparación de precios en los equipos se determinó una empresa que ha participado en proyectos para el gobierno, como es en el caso de PROVIENTO S.A. Los equipos se detallarán en la tabla 54., la cual constará las especificaciones y precios.

PRECIOS COMPARATIVOS EN EL MERCADO NACIONAL			
PROVIENTO S.A.			
Descripcion		Especificaciones	Precio USD.
Generador de PMG		500W horizontal	USD 990,00
Controlador con interfase		60A	USD 790,00
Bateria		12V 115Ah	USD 190,00
Inversor		24VDc/1000VA/60 Hz	USD 450,00
IVA			USD 266,40
Total			USD 2.486,40
CINTATEX CIA. LTDA.			
Descripcion		Espeficaciones	Precio USD
Generador de PMG		500w Vertical	USD 620,00
Controlador Hybrido interfase		45A	USD 240,00
bateria		12V 100Ah	USD 150,00
Inversor		24 VDc/100VA/60Hz	USD 265,00
Total inc. Impuestos			USD 1.275,00

Fuente: Proviento y Autores

Tabla 54. Comparación de precios.

En porcentajes la inversión inicial se incrementaría en un 95%, como se muestra en la tabla 51., lo que es un rubro significativo que beneficia a la empresa, que adicionalmente se aplicará esta inversión modificada con la tabla para el cálculo del Valor Actual Neto y verificar que el proyecto genera ahora una mayor pérdida de \$ 5005,67. USD.

5.5. TIPOS DE ILUMINACIÓN.

5.5.1. TECNOLOGÍA FLUORESCENTE

La tecnología fluorescente se usa desde la década de los 40, siendo uno de los sistemas de iluminación más extendidos en el mundo.

Los tubos fluorescentes son en realidad tubos de vapor de mercurio a baja presión, con partículas de otros gases y metales fosforescentes. En los extremos del tubo

encontramos filamentos de tungsteno, que tienen la función de iniciar la ionización de los componentes fosforescentes del tubo.

Para producirse este proceso de ignición, se usa un cebador, que elevará la tensión hasta una descarga de alto voltaje que calentará los filamentos de tungsteno hasta llevarlos al rojo vivo, momento en que los gases del tubo prenderán.

Durante el uso del tubo, una reactancia o balastro mantendrá un flujo estable de corriente entre los polos, con el doble objetivo de mantener el tubo prendido, además de regular el flujo de corriente, para mantener las propiedades fosforescentes de los componentes del tubo. Es por ello que una reactancia o balastro en mal estado afecta a la durabilidad de los tubos fluorescentes.

Cuestiones técnicas a tener en cuenta:

Los cebadores deben ser sustituidos según las indicaciones de los fabricantes. Un cebador viejo no suministrará a los filamentos de tungsteno la tensión adecuada para iniciar el proceso fosforescente. El resultado serán tubos parpadeando sin llegar a encenderse. El sistema intentará sin descanso realizar la operación de encendido, una y otra vez. En cada uno de estos intentos se producirá un sobre-consumo adicional no contemplado en los estudios de consumo. La temperatura de los extremos del tubo aumentará considerablemente, envejeciendo el porta-tubos y la luminaria. Es habitual encontrar luminarias quemadas en una instalación de fluorescencia con más de 7 años de uso. Por supuesto, los múltiples encendidos deterioran los cebadores, tubos y luminarias, además de producir picos de consumo y bajadas de tensión considerables. Estos picos y bajadas pueden afectar a otros dispositivos sensibles conectados a la misma red.

Los datos técnicos de los sistemas fluorescentes se realizan en test realizados a 25°C de temperatura ambiente. Los fluorescentes tienen un rango de trabajo de entre 5°C y 45°C. Para situaciones fuera de estos valores, deberemos utilizar series especialmente diseñadas.

Los propios tubos también deben ser sustituidos según ciertas especificaciones. Un tubo fluorescente tiene una "vida útil" y una "vida media". En el caso de un tubo que se utilice con reactancia electromagnética (EEM), su vida útil rondará las 6000 horas (dependiendo del número de encendidos y temperatura ambiental), mientras que su vida media puede alcanzar las 10000 horas. Sin embargo, se considera que pasadas las primeras 6.000 horas se habrá producido una degradación lumínica superior al 40%, por lo que el tubo ya no ofrecerá valores lumínicos aceptables y debería ser sustituido.

Depende del entorno y uso, se pueden agotar la vida del tubo hasta que éste deja de funcionar, mientras que en entornos con necesidades lumínicas exigentes, primará la luminosidad por metro cuadrado (luxes).

5.5.2. TECNOLOGÍA LED

El silicio es un elemento muy común en la naturaleza, tal es así que se encuentra en la arena de las playas y en los cristales de cuarzo. La posición del Silicio (SI) en la tabla periódica de los elementos lo encontraremos con el número atómico 14 y sus vecinos inmediatos son el Galio (Ga), Aluminio (Al), Boro (B), Carbono (C), Nitrógeno (N), Fósforo (P), Arsénico (As) y Germanio (Ge). Se detalla estos elementos porque forman parte de los distintos tipos de tecnologías de LEDS y son los que determinarán el color de emisión.

Por lo dicho, el silicio en su forma pura es básicamente un aislante. Podemos hacerlo conductor al mezclarlo con pequeñas cantidades de otros elementos, a este proceso se lo denomina "dopaje". Hay dos tipos de dopaje:

Dopaje N: En este caso el silicio se dopa con Fósforo o Arsénico en pequeñas cantidades. El Fósforo y el Arsénico tienen 5 electrones en su órbita que cuando se combina en una red de átomos de silicio, esto permite que una corriente eléctrica fluya a través del Silicio. Se necesita solo una pequeña cantidad de dopaje o impurezas para lograr esta corriente, por ejemplo al agregar un átomo de impurezas por cada 10⁸ (1000 millones) átomos de Silicio se incrementa la conductividad en un

factor de 10. Los electrones tienen una carga negativa, por eso se llama dopaje tipo N.

Dopaje P: En este caso el silicio se dopa con Boro o Galio en pequeñas cantidades. El Boro y el Galio tienen 3 electrones en su órbita externa por lo que termina faltando un electrón, lo que ocasiona que se formen huecos en la red. Estos huecos permiten que se circule una corriente a través del Silicio. Se necesita solo una pequeña cantidad de dopaje o impurezas para lograr esta corriente. Los agujeros tienen una carga positiva, por eso se llama dopaje tipo P.

La obtención de una alta eficiencia energética basada en la tecnología LED se asienta principalmente en las siguientes características de las lámparas de LED:

- Su geometría óptica adecuada optimiza su dimensión reducida y el hecho de que sólo irradian en uno de los hemisferios lo cual permite optimizar la geometría óptica de forma relativamente simple y extremadamente eficaz, maximizando de esta forma el factor de utilización o la capacidad de convertir el flujo luminoso en iluminación útil en el plano que se pretende iluminar (cuantificando en lux/lm). Con esto se traduce en una reducción del consumo energético, ya que en comparación con las tecnologías de lámparas fluorescentes, son necesarios menos lúmenes para alcanzar los mismos niveles de iluminación.
- El espectro luminoso optimizado. Una de las grandes ventajas en la utilización de la tecnología LED está en el hecho de que su respuesta espectral esta sintonizada con la sensibilidad del ojo humano en la región mesópica, lo que potencia de forma clara y significativa su desempeño.

La iluminación con LEDS presenta indudables ventajas de fiabilidad, mayor eficiencia energética, mayor resistencia a las vibraciones, mejor visión ante diversas circunstancias de iluminación, menor disipación de energía, menor riesgo para el medio ambiente, capacidad para operar de forma intermitente de modo continuo, respuesta rápida, etcétera.

Asimismo, con LEDS se pueden producir luces de diferentes colores con un rendimiento luminoso elevado, a diferencia de muchas de las lámparas utilizadas hasta ahora, que tienen filtros para lograr un efecto similar (lo que supone una reducción de su eficiencia energética). Todo ello pone de manifiesto las numerosas ventajas que los LEDS ofrecen.

En la tabla 55, se observa las diferencias fundamentales entre la tecnología fluorescente y la iluminación LED:

	Fluorescente	LED
<i>Contiene Mercurio y metales pesados</i>	SI	NO
<i>Usa cebador</i>	SI/NO(HFP)	NO
<i>Usa balastro</i>	SI	NO
<i>Genera energía reactiva</i>	SI	NO
<i>Consume con tubo fundido</i>	SI	NO
<i>Potencia tubo 60cms</i>	18W	9W
<i>Potencia tubo 120cms</i>	36W	18W
<i>Potencia tubo 150cms</i>	58W	22W
<i>Consumo balastro/driver 1x60cms</i>	3W-7W	1W
<i>Consumo balastro/driver 1x120cms</i>	5W-7W	2W
<i>Consumo balastro/driver 1x150cms</i>	7W-11W	3W
<i>Emite infrarrojos (IR)</i>	SI	NO
<i>Emite ultravioletas (UV)</i>	SI	NO
<i>Temperatura de superficie</i>	80°	40°
<i>Rango de temperatura de trabajo</i>	de 5° a 45°	de -20° a 60°
<i>Peligro por rotura</i>	SI	NO
<i>Tensión de trabajo</i>	240V	12V
<i>Riesgo eléctrico</i>	SI	NO
<i>Vida útil (en horas)</i>	6.000/17.000	50.000
<i>Vida media</i>	8.000/19.000	80.000
<i>Oscurece techos / decolora</i>	SI	NO
<i>Produce parpadeo durante el uso</i>	SI	NO
<i>Encendido instantaneo</i>	NO	SI
<i>Encendido a plena luminosidad</i>	NO	SI
<i>Sobre consumo por encendidos múltiples</i>	SI	NO
<i>Degradación lumínica por cada 3.000 horas</i>	30%	2%

Fuente: <http://www.apcsoluciones.es/index.php/ique-es-la-iluminacion-led>

Tabla 55. Comparativa de características focos LED vs Fluorescentes.

Se detalla en la tabla 56, una comparación de eficacia en iluminación.


Lámparas de LEDs		
Potencia (W)	Salida (lm)	Eficacia (lm/W)
18	1440	80
30	2550	85
50	4000	80
60	5000	83.3
100	8500	80

Lámparas fluorescentes		
Potencia (W)	Salida (lm)	Eficacia (lm/W)
20	1200	60
30	2200	73.3
50	3600	72
HO 60	4050	67.5
HO 100	7700	77

Fuente: <http://www.quiminet.com/articulos/comparacion-entre-las-lamparas-fluorescentes-y-las-de-leds-43627.htm>.


Tabla 56. Comparativa de eficacia luminosa.

Con los datos obtenidos en las tablas anteriores se puede obtener el ahorro anual de cada uno de los focos comparados y así realizar un análisis económico por año con un tiempo de uso en el campo laboral de 8 horas diarias, como se detalla en la tabla 57.

	LED	Foco Incandescente	
	Consumo Eléctrico	Consumo Eléctrico	Rango de Consumo de Electricidad
	1W*8*365=2.92Kwh	25W*8*365=73Kwh	2397%
	3W*8*365=8.76Kwh	40W*8*365=116.8Kwh	1233%
	5W*8*365=14.6Kwh	60W*8*365=175.2Kwh	1100%
	7W*8*365=20.4Kwh	100W*8*365=282Kwh	1328%
	9W*8*365=26.2Kwh	150W*8*365=438Kwh	1566%
	12W*8*365=35Kwh	200W*8*365=584Kwh	1567%

Fuente:http://mundoled.omnimall.com.do/focos_leds_fluorescentes_incandescentes.php

Tabla 57. Comparativa de consumo anual Focos LED vs Foco Incandescente.

	LED	CFL	
	Consumo Eléctrico	Consumo Eléctrico	Rango de Consumo de Electricidad
	1W*8*365=2.92Kwh	----	----
	3W*8*365=8.76Kwh	5W*8*365=14.6Kwh	66%
	5W*8*365=14.6Kwh	12W*8*365=35Kwh	140%
	7W*8*365=20.4Kwh	24W*8*365=70Kwh	242%
	9W*8*365=26.2Kwh	30W*8*365=87.6Kwh	233%
	12W*8*365=35Kwh	40W*8*365=116.8Kwh	233%

Fuente: http://mundoled.omnimall.com.do/focos_leds_fluorescentes_incandescentes.php

Tabla 58. Comparativa de consumo anual Focos LED vs Focos CFL.

5.6. CONCLUSIONES DEL ANÁLISIS FINANCIERO.

El proyecto financieramente no es rentable en las ciudades donde ya existen tendidos de electrificación, pero no se busca siempre el beneficio económico del proyecto, sino también enfocarse en un punto benéfico social para las comunidades que no poseen estos servicios básicos que brindan las grandes urbes.

Acarreando como consecuencia falta de servicios básicos que ahora por ley son derecho de todos, como ejemplo llegar con salud por medio de la creación de dispensarios médicos que estén abastecidos de electricidad por medio de métodos de energías renovables a comunidades aisladas donde existan infantes no tienen el

acceso a vacunas por la falta de equipos de refrigeración que mantengan dichas vacunas en estado óptimo para su uso.

Teniendo como consecuencia infantes con retardo mental, desnutrición, enfermedades que en otros países primermundistas ya se encuentran erradicadas.

La importancia de haber desarrollado el proyecto significa para los implicados el promover el uso de energías renovables como opciones energéticas para la implementación de sistemas de generación eléctrica en comunidades rurales del país.

Lograr que comunidades rurales del país cuente con servicio eléctrico mediante el diseño, construcción y evaluación de tecnologías basadas en el uso de recursos renovables como energía solar, eólica, hidráulica y las que puedan brindar las zonas del país.

Garantizando la continuidad del servicio mediante esquemas de seguimiento y evaluación de operación, mantenimiento y gestión. Fomentando el uso de este tipo de energías que va en beneficio de un bien común y no un lucro de pocos.

La importancia de que estas ideas no queden plasmadas solo en documentos es la búsqueda de organizaciones que se dediquen a la utilización de energías renovables para el bien de las comunidades, como es el caso de FEDETA.

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

1. Para el desarrollo de cualquier proyecto eólico, es fundamental el estudio de vientos por medio de un sistema de monitoreo (anemómetro), esto nos permite obtener un dato mucho más exacto.
2. En la provincia de Pichincha y varias provincias donde existe una topografía accidentada, los vientos pueden ser cíclicos, por factores de altura donde los valores de viento alcanzan su máximo a los 5000 msnm y un par de mínimos a las alturas de 150 y 3500 msnm. Datos provenientes del Red Metropolitana de Monitoreo Atmosférico de Quito (REMMAQ) haciendo que los valores de velocidades de viento anuales promedio, tengan una efectividad de un 40% con los cálculos obtenidos teóricamente que son de 6000WH/día y mediante el software del controlador obtenemos 2000WH/día.
3. El uso de este nuevo tipo de generadores de imanes permanentes de neodimio que pueden llegar a una capacidad de imantación de 3 veces superior a los comúnmente conocidos como de ferrita, manteniendo una igualdad de volumen, hace que los mismos sean más compactos en su diseño. Lo que fomenta a la implementación de aerogeneradores de baja potencia en sectores rurales donde comunidades se encuentran privadas de este servicio básico.
4. El diseño del prototipo de aerogenerador, se enfocó en su fácil transportación ya que tiene un peso total de 125 kg, radio de aspas de 1 mt., lo que se propone aplicar en lugares remotos donde el S.N.I. no sea capaz de llegar con sus redes de alimentación por su difícil acceso. Y fomentar la alimentación energética de centros de salud a comunidades rurales aisladas.
5. La utilización de materiales no convencionales para la fabricación de las aspas hace que el montaje y desmontaje de las mismas para el mantenimiento sea mucho más fácil para el operario, eliminando elementos elevadores como grúas o plumas que implica un costo significativo adicional.

RECOMENDACIONES

1. Como principal de todo el proyecto es realizar un estudio como mínimo de 1 año para el monitoreo y recolección de datos de velocidades de viento con equipos que puedan sustentar la verdadera velocidad real aplicada en la zona a instalarse para cualquier tipo de aerogenerador.
2. Realizar una investigación de todas las fuentes de energías que ofrece la zona para obtener sistemas híbridos lo que nos permite que los elementos de control y almacenamiento de energía optimicen su vida útil, esto permite que estén siempre en constante funcionamiento. En casos de algunos proyectos estos elementos representan un porcentaje elevado en la inversión del proyecto.
3. Investigar detalladamente la utilización de materiales para la elaboración de las aspas y el rotor, con el propósito de que sea fácil su construcción y montaje, evitando así que estos elementos sean un porcentaje significativo en la inversión del proyecto.
4. Aplicar el proyecto en espacios donde no sea necesario la utilización de espacios de terreno aprovechables en otros campos y fomentar el estudio de instalación en edificaciones de gran altura donde su parte superior este desaprovechada para estos medios.
5. Evitar al máximo elementos de transmisión mecánica, ya que es un factor importante de pérdidas al momento de transmitir el torque al rotor.

BIBLIOGRAFÍA

- ❖ FERNÁNDEZ, Díez, Pedro, *Energía Eólica*, Editorial Libros Redsauce, 4ta Edición, España 2008.
- ❖ MOTT, Robert L., *Mecánica de Fluidos*, 6ta Edición, Editorial Prentice Hall, México 2006
- ❖ GIPE, Paul, *Energía Eólica Práctica*, 1ra edición, Editorial CEAC, España, 2000.
- ❖ SHIGLEY, Joseph; MISCHKE, Charles, “*Diseño en Ingeniería Mecánica*”, 6ta edición, 6ta edición, MCGRAW-HILL/Interamericana editores, México, Año 2002.
- ❖ LARRY, Jeffus, “*Manual de soldadura gtaw (tig)*”, 1ra edición, EDICIONES PARANINFO, S.A, España, 2008.
- ❖ BAILLAIRE, Roseman, *Diseño de Aerogeneradores con imantes permanentes para aplicaciones en electrificación rural*, Universidad de Chile, Chile, 2007.
- ❖ HAMROCK, Bernard; JACOBSON, Bo; SCHMID, Steven, “*Elementos de Máquinas*”, 1ra edición, MCGRAW-HILL/Interamericana editores, Año 2000, México.
- ❖ MEGYESY E f, “*Manual de recipientes a presión - diseño y cálculo*”, limusa- 1992, 1ª ed, 1ª reimpresión, México

REFERENCIAS DE INTERNET

- ❖ <http://inter.action.free.fr/labo-aero/aero-gadgets/gyrophare-savonius/rotor-savonius-.gif>
- ❖ <http://www.pfernandezdiez.es/EnergiasAlternativas/eolica/PDFs/05Eolo.pdf>
- ❖ <http://www.renovables-energia.com/2009/09/aerogenerador-darrieus/>
- ❖ www.rdipress.com
- ❖ <http://arquitecturaregenerada.blogspot.com/2011/07/aerogeneradores-de-eje-vertical.html>
- ❖ <http://arquitecturaregenerada.blogspot.com/2011/07/aerogeneradores-de-eje-vertical.html>
- ❖ http://www.gabinete.org.ar/Diciembre_2008/vertical.htm
- ❖ <http://www.geolica.com/productos/aerogenerador-de-eje-vertical/>
- ❖ http://www.ropatec.com/download/EN_datasheet.pdf
- ❖ <http://savonius-balaton.hupont.hu/37/windside-produktion-ltd-finland>
- ❖ <http://www.uv.es/~navasqui/aero/Fungenper.pdf>
- ❖ <http://www.iit.upcomillas.es/pfc/resumenes/4df113b458339.pdf>
- ❖ <http://zaguan.unizar.es/TAZ/EINA/2012/6997/TAZ-PFC-2012-151.pdf>
- ❖ <http://zaguan.unizar.es/TAZ/EINA/2012/6997/TAZ-PFC-2012-151.pdf>
- ❖ <http://www.tecno-solar.com/Imagenes/SPserie.jpg>
- ❖ bp2.blogger.com/.../s400/BATERIA1.JPG
- ❖ saecsaenergiasolar.com/.../fotos/f12.gif
- ❖ www.solartronic.com/images/ondas.gif Existen elementos complementarios que temporizan y atenúan la forma de la señal para simular sinusoides.
- ❖ http://www.cnea.gov.ar/pdfs/boletin_energetico/13/eolica1.pdf
- ❖ http://www7.uc.cl/sw_educ/geo_mar/html/h72.html
- ❖ <http://www.energiasargentinas.com.ar/tipos%20de%20vientos.htm>
- ❖ <http://avesecologaymedioambiente.blogspot.com/2012/08/una-introduccion-al-estudio-del-vuelo.html>
- ❖ www.skf.com
- ❖ <http://intranet2.minem.gob.pe/web/archivos/dge/publicaciones/uso/1/01/02/08/es/tour/wtrb/tower.ht>
- ❖ http://www.infra.com.mx/servicio_atencion/libreria/eisa/documentos/manual_electrodos/introduccion.pdf
- ❖ <http://www.vantir.com/>
- ❖ http://www.conelec.gob.ec/normativa_detalle.php?cd_norm=200

ANEXOS

ANEXO I

RECOLUCIÓN DE ERNC POR CONELEC

ANEXO II

PROTOCOLO DE PRUEBAS

ANEXO III

MANUAL DE OPERACIÓN SOFTWARE

ANEXO IV

MANUAL DE MANTENIMIENTO

ANEXO V

COSTOS UNITARIOS DE FABRICACIÓN

ANEXO VI

FACTURAS

ANEXO VII

PLANOS